PK. TEKNIK PRODUKSI MIGAS
TEKNIK RESERVOIR DAN CADANGAN MIGAS

XI

SEMESTER 3

TEKNIK RESERVOIR DAN CADANGAN MIGAS

SEMESTER 3

KATA PENGANTAR

Kurikulum 2013 adalah kurikulum berbasis kompetensi. Didalamnya dirumuskan secara terpadu kompetensi sikap, pengetahuan dan keterampilan yang harus dikuasai peserta didikserta rumusan proses pembelajaran dan penilaian yang diperlukan oleh peserta didik untuk mencapai kompetensi yang diinginkan.

Faktor pendukung terhadap keberhasilan Implementasi Kurikulum 2013 adalah ketersediaan Buku Siswa dan Buku Guru, sebagaibahan ajar dan sumber belajar yang ditulis dengan mengacu pada Kurikulum 2013. Buku Siswa ini dirancang dengan menggunakan proses pembelajaran yang sesuai untuk mencapai kompetensi yang telah dirumuskan dan diukur dengan proses penilaian yang sesuai.

Sejalan dengan itu, kompetensi keterampilan yang diharapkan dari seorang lulusan SMK adalah kemampuan pikir dan tindak yang efektif dan kreatif dalam ranah abstrak dan konkret. Kompetensi itu dirancang untuk dicapai melalui proses pembelajaran berbasis penemuan (*discovery learning*) melalui kegiatan-kegiatan berbentuk tugas (*project based learning*), dan penyelesaian masalah (*problem solving based learning*) yang mencakup proses mengamati, menanya, mengumpulkan informasi, mengasosiasi, dan mengomunikasikan. Khusus untuk SMK ditambah dengan kemampuan mencipta.

Sebagaimana lazimnya buku teks pembelajaran yang mengacu pada kurikulum berbasis kompetensi, buku ini memuat rencana pembelajaran berbasis aktivitas. Buku ini memuat urutan pembelajaran yang dinyatakan dalam kegiatan-kegiatan yang harus dilakukan peserta didik. Buku ini mengarahkan hal-hal yang harus dilakukan peserta didik bersama guru dan teman sekelasnya untuk mencapai kompetensi tertentu; bukan buku yang materinya hanya dibaca, diisi, atau dihafal.

Buku ini merupakan penjabaran hal-hal yang harus dilakukan peserta didik untuk mencapai kompetensi yang diharapkan. Sesuai dengan pendekatan kurikulum 2013, peserta didik diajak berani untuk mencari sumber belajar lain yang tersedia dan terbentang luas di sekitarnya. Buku ini merupakan edisi ke-1. Oleh sebab itu buku ini perlu terus menerus dilakukan perbaikan dan penyempurnaan.

Kritik, saran, dan masukan untuk perbaikan dan penyempurnaan pada edisi berikutnya sangat kami harapkan; sekaligus, akan terus memperkaya kualitas penyajianbuku ajar ini. Atas kontribusi itu, kami ucapkan terima kasih. Tak lupa kami mengucapkan terima kasih kepada kontributor naskah, editor isi, dan editor bahasa atas kerjasamanya. Mudah-mudahan, kita dapat memberikan yang terbaik bagi kemajuan dunia pendidikan menengah kejuruan dalam rangka mempersiapkan generasi seratus tahun Indonesia Merdeka (2045).

Jakarta, Januari 2014

Direktur Pembinaan SMK

Drs. M. Mustaghfirin Amin, MBA

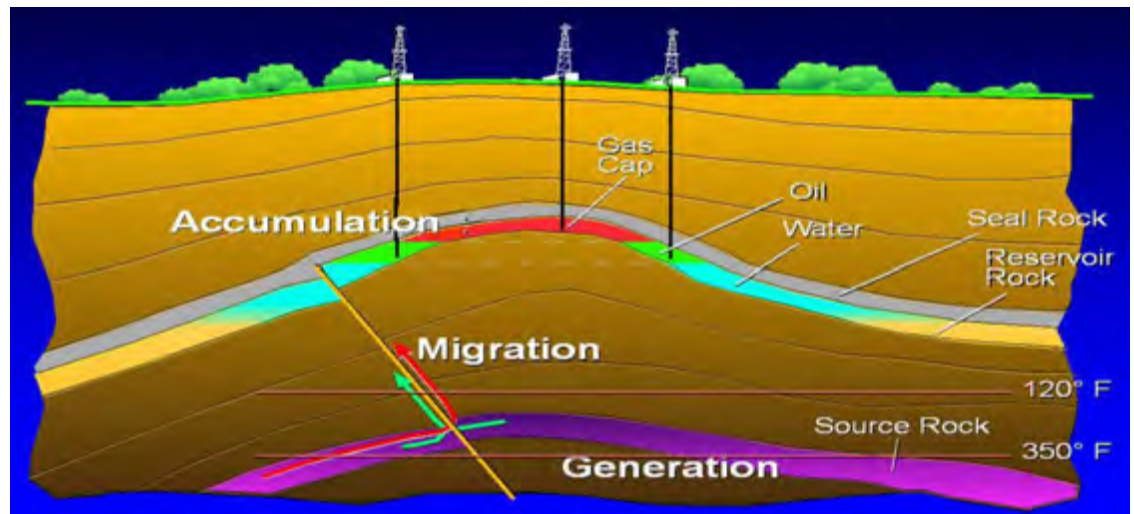
DAFTAR ISI

BAB I
TEKNIK RESERVOIR

A. PENDAHULUAN

Teknik Reservoir adalah cabang dari Ilmu Teknik Perminyakan (Petroleum Engineering) yang mempelajari tentang karakteristik fluida, peramalan dan penghitungan cadangan serta berbagai cara keteknikan untuk memproduksikan fluida reservoir tersebut hingga ke permukaan.

Istilah reservoir dalam dunia perminyakan mengandung arti:

1) Media berpori dan permeable
2) Tempat/jebakan untuk berkumpul/terakumulasinya endapan HC yang terjadi pada batuan induk.
3) Dalam media berpori dan permeable terdapat ruang pori yang dapat terisi oleh fluida, disamping itu media berpori tersebut dapat mengalirkan fluida.

Gbr. 1 : Reservoir Minyak dan Gas

Reservoir merupakan formasi batuan berpori (porous) dan tembus fluida (permeabel) di bawah permukaan tanah pada kedalaman tertentu sebagai tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi

.Pada umumnya reservoir minyak memiliki karakteristik yang berbeda-beda tergantung dari komposisi, temperature dan tekanan pada tempat dimana terjadi akumulasi hidrokarbon didalamnya.

B. KLASIFIKASI MINYAK DAN GAS BUMI

Di alam, sifat fisik dan kimia minyak bumiatau sering disebut sebagai crude oil yang dihasilkan dari satu reservoir dengan reservoir lain pada umumnya tidaklah sama, karena komponen hidrokarbon dalam minyak bumiberbeda atas komposisi hidrokarbon dan

non-hidrokarbon. Perbedaan komposisi akan menyebabkan perbedaan sifat fisik maupun kimia minyak bumi.

Demikian pula halnya dengan gas bumi atau sering disebut sebagai Gas Alam. Gas ini dapat terjadi dalam keadaan sendiri atau terdapat bersama-sama dengan minyak mentah.

B.1. Klasifikasi Minyak Bumi.

Tujuan mengklasifikasi Minyak bumi atau crude oil adalah untuk memperkirakan produk-produk yang dihasilkan serta untuk menentukan harga untuk keperluan ekspor.

Komponen hidrokarbon minyak bumi dibedakan atas struktur hidrokarbon dan non-hidrokarbon. Perbedaan komposisi akan menyebabkan perbedaan sifat fisik maupun kimia minyak bumi.

Secara umum, Klasifikasi Minyak Bumi dapat dibedakan atas :

- Klasifikasi berdasarkan SG 60/60 oF
- Klasifikasi berdasarkan sifat penguapan
- Klasifikasi berdasarkan kadar belerang
- Klasifikasi menurut US Bureau of Mines (Lane & Garton)
- Klasifikasi berdasarkan Faktor Karakteristik (Nelson, Wtason dan Murphy)
- Klasifikasi berdasarkan Indeks Korelasi (CI) (Nelson)

- Klasifikasi berdasarkan Viscosity Gravity Constant (VGC) (Nelson)

B.1.1 Klasifikasi Berdasarkan Specific Gravity (SG) 60/60 °F atau API Gravity

- SG minyak bumi berkisar 0,800 – 1,000
- SG memiliki keterkaitan yang erat terhadap struktur molekul, hidrokarbon, kandungan sulfur, dan nitrogen
- Metode Standar yang digunakan adalah ASTM D 1298
- Persamaan untuk menghitung harga °API minyak bumi

$$^{\circ}API = \frac{141{,}5}{\text{Specific Gravity minyak pada } 60^{\circ}F} - 131{,}5$$

Tabel 1. Klasifikasi berdasarkan SG atau °API Gravity

Jenis Crude Oil	Spec. Grav 60^{0}F	API Grav. 60^{0}F

Sangat Berat	>0,9500	<17,44^{0}
Berat	0,8654 – 0,9500	17,44^{o} - 32^{0}
Medium Nerat	0,8500 – 0,8654	32,00 - 34,97
Medium Ringan	0,8348 – 0,8500	34,97^{0} - 38^{0}
Ringan	<0,8340	>38^{0}

B.1.2Klasifikasi Berdasarkan Sifat Penguapan (Volatility)

- Sebagai ukuran dalam klasifikasi minyak bumi adalah banyaknya fraksi ringan dinyatakan dalam % volume yang terkandung dalam minyak bumi itu yang diperoleh dari hasil distilasi sampai 300 ^{o}C

Tabel 2. Klasifikasi berdasar Sifat Penguapan

Minyak Bumi	Fraksi Ringan, % vol
Ringan	> 50
Sedang	20 - 50
Berat	< 20

B.1.3 Klasifikasi Berdasarkan Kadar Belerang (Sulfur)

- Sebagai ukuran dalam klasifikasi minyak bumi yang dinyatakan dalam % berat

Tabel 3. Klasifikasi berdasarkan kadar sulphur

Minyak Bumi	Kadar Sulfur, % wt
Kadar Sulfur Tinggi	> 2,0
Kadar Sulfur Sedang	0,1 – 2,0
Kadar Sulfur Rendah	< 0,1

B.1. 4 Klasifikasi Berdasarkan Bureau of Mines

- SG 60/60 ^{o}F dari fraksi 250 – 275 ^{o}C menunjukkan sifat kimia fraksi ringan
- SG 60/60 ^{o}F dari fraksi 275 – 300 ^{o}C menunjukkan sifat kimia fraksi Berat
- Sifat-sifat tersebut tergambar sebagai sifat komponen hidrokarbon, yaitu : parafin, naften, aromatik, atau bahkan kebanyakan adalah campuran diantara komponen-komponen tersebut
- Dilakukan mula-mula pada tekanan atmosfer dan kemudian pada tekanan absolut 40 mmHg.

Tabel 4. Klasifikasi Minyak Bumi

Berdasarkan US Bureau of Mines

Klasifikasi	Kunci Fraksi I		Kunci Fraksi I	
	SG 60/60 ^{0}F	^{0}API	SG 60/60 ^{0}F	^{0}API
Parafinic- Parafinic	< 0,825	> = 40	< 0,876	> = 30
Parafinic - Intermediate	< 0,825	> = 40	0,876 - 0,934	20 - 30
Intermediate - Parafinic	0,825 - 0,860	33 - 40	< 0,876	> = 30
Intermediate - Intermediate	0,825 - 0,860	33 - 40	0,876 - 0,934	20 - 30
Intermediate-Naphtenic	0,825 - 0,860	33 - 40	> 0,934	< = 20
Naphtenic-Intermediate	> 0,860	< = 33	0,876 - 0,934	20 - 30
Naphtenic - Naphtenic	> 0,860	< = 33	> 0,934	< = 20
Parafinic - Naphtenic	< 0,825	< = 40	> 0,934	< = 20
Naphtenic - Parafinic	> 0,860	< = 33	< 0,876	> = 30

B.1.5 Klasifikasi Berdasarkan Faktor Karakteristik

- Faktor karakteristik (Nelson, Watson, dan Murphy) dapat digunakan sebagai prediksi sifat hidrokarbon dalam minyak bumi dan fraksi-fraksi minyak bumi
- Sebagai ukuran dalam klasifikasi minyak bumi ini adalah akar pangkat tiga dari pengukuran titik didih rata-rata suatu minyak bumi dibagi dengan SG 60/60 ^{o}F
- Faktor Karakteristik

$$\sqrt[3]{T} / SG$$

Dimana : T = titik didih rata-rata, ^{o}Rankine

Tabel 5. Klasifikasi Minyak Bumi menurut Faktor Karakteristik

Faktor Karakteristik	Klasifikasi
K = 10,1 – 10,5	Aromatik
K = 10,5 – 11,5	Naftanik
K = 11,5 – 12,1	Campuran Aromatik dan Naftanik
K = 12,1 – 12,9	Parafinik

B. 1.6 Klasifikasi Berdasarkan Indeks Korelasi (Correlation Index)

Oleh Nelson dan Watson dari Berau of Mines, klasifikasi minyak bumi berdasarkan Correlation Index (CI) dirumuskan sebagai berikut :

$$\mathbf{CI = 473,7\ SG - 456,8 + \frac{48,64}{T}}$$

Dimana :

SG = Specific Gravity 60/60^{o}F

T = Titik didih rata-rata, ^{o}Kelvin

Tabel 6 : Klasifikasi Minyak Bumi menurut Correlation Index (CI)

Correlation Index	Klasifikasi
0	Hidrokarbon Seri Normal Parafin
100	Hidrokarbon Benzene
0 - 15	Hidrokarbon yang dominan dalam fraksi adalah Parafinic

Correlation Index	Klasifikasi
15 - 50	Hidrokarbon yang dominan adalah Naftenic, atau campuran Parafinic, Naftenic dan Aromatic
> 50	Hidrokarbon yang dominan dalam fraksi adalah aromatic

B.1.7 Klasifikasi Berdasarkan Viscosity Gravity Constant (VGC)

- Sebagai ukuran dalam klasifikasi minyak bumi ini adalah dengan mengukur SG 60/60 ^{o}F dan viskositas minyak bumi
- VGC dirumuskan sbb :

$$VGC = \frac{10\ G - 1{,}0752 \log (V-38)}{1 - \log (V-38)}$$

Dimana : G = Spesific Gravity 60/60^{o}F

V = Viscosity

Tabel 6. Klasifikasi Minyak Bumi Menurut Viscosity Gravity Constant(VGC)

VGC	Klasifikasi
0,800 – 0,840	Hidrokarbon Parafinic
0,840 – 0,876	Hidrokarbon Naftenic
0,876 – 1,00	Hidrokarbon Aromatic

B.2 Gas Bumi.

Gas Bumi sering disebut pula sebagai Gas Alam adalah suatu campuran kompleks dari gas hidrokarbon mudah menguap dari golongan Parafin yang terdiri dari 1 sampai 4 atom karbon (C) tiap molekulnya seperti : Metana (CH_4), Metana (C_2H_6), Propana (C_3H_8) dan Butana (C_4H_{10}) dan sejumlah kecil dari hidrokarbon dengan berat molekul yang lebih tinggi juga terdapat.

Selain hal tersebut, gas alam juga mengandung dalam jumlah berbeda kandungan CO_2 , N_2 , H_2S , Helium (He) dan Uap air (H_2O). Penyusun utama Gas Alam adalah Metana dengan prosentasi mencapai 98% dari gas tersebut.

Gas Alam keberadaanya dapat bersamaan dengan minyak dalam bentuk gas yang terlarut (associated gas) atau terpisah dari minyak (free unassociated gas). Pada umumnya, keberadaan

gas yang terpisah dari minyak adalah berasal dari reservoir gas.

Produk gas alam yang berasal dari reservoir gas kemudian dicairkan disebut sebagai Liquified Natural Gas (L N G) kandungan utama adalah C_1 (Metana) dan C_2 (Etana) sedangkan produk gas alam yang berasal dari reservoir minyak sebagai gas ikutan (associated) kemudian dicairkan disebut sebagai Liquified Petroleum Gas (L P G) dengan kandungan utama adalah C_3 (Propana) dan C_4 (Butana).

Gas Alam dapat digolongkan berdasarkan kandungan Sulfur (H_2S) dan bensin alam (natural gasoline). Gas alam yang tidak mengandung H_2S disebut sebagai "Sweet Gas" sedangkan gas alam yang mengandung H_2S dalam jumlah tertentu disebut sebagai "Sour Gas" yang bersifat korosif. Gas alam mengandung bensin alam (natural gasoline) dalam jumlah tertentu disebut sebagai "Wet Gas". Bensin ini dapat dipisahkan dari gas alam dengan jalan pemampatan dan pendinginan sehingga terjadi proses kondensasi yang selanjutnya bensin dapat dipisahkan dari gas.

C. Tekanan dan Temperatur Reservoir.

Reservoir minyak dan gas bumi mempunyai tekanan dan temperatur tertentu. Besarnya tekanan dan temperatur reservoir satu dengan lainnya tidaklah sama, hal ini tergantung dari besarnya gradien tekanan dan temperatur serta kedalaman sumurnya. Adanya tekanan tersebut menyebabkan

minyak dan gas bumi menyembur ke permukaan secara alamiah (natural flow).

C.1 Tekanan Reservoir

Didefisikan sebagai tekanan fluida di dalam pori-pori reservoir, yang berada dalam keadaan setimbang, baik sebelum maupun sesudah dilakukannya suatu proses produksi.

Reservoir minyak dan gas bumi mempunyai tekanan disebut dengan tekanan reservoir, yang menyebabkan minyak dan gas bumi menyembur ke permukaan (natural flow).

Adanya tekanan reservoir diakibatkan oleh tekanan overbourden batuan yang berada di atas lapisan reservoir.

Pada kondisi awal, tekanan reservoir pada suatu kedalaman sama dengan tekanan hidrostatik yang diakibatkan oleh tinggi kolom air formasi yang mengandung garam sebesar 55.000 ppm atau gradient tekanan air formasi sebesar 0.45 psi/ft disebut **normal gradient.**

Adanya peristiwa geologi, yaitu sesar (patahan) pada reservoir akan menyebabkan gradient tekanan reservoir pada kondisi awal tidak sama dengan 0.45 psi/ft.

Pada sesar naik, lapisan yang terangkat gradient tekanannya menjadi lebih besar dari 0.45 psi/ft disebut **abnormal gradient**

Lapisan yang mengalami penurunan gradient tekanannya menjadi lebih kecil dari 0.45 psi/ft disebut **subnormal gradient**.

Pada kondisi awal tekanan reservoir pada suatu lapisan / formasi produktif dinyatakan dengan rumus:

$$Pr = G \times TVD$$

dimana :

Pr = tekanan reservoir (psi)

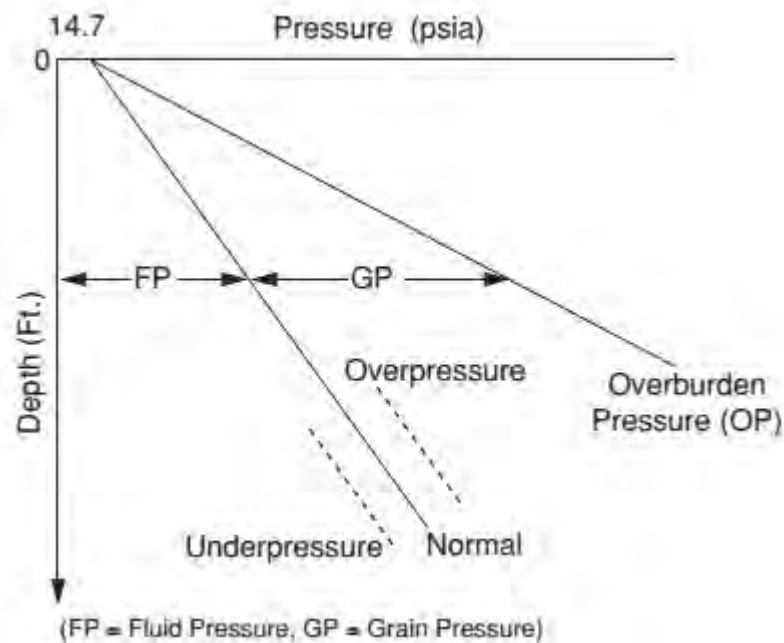
G = gradient tekanan (psi/ft)

TVD = kedalaman tegak lapisan (ft)

Berdasarkan hasil penyelidikan, besarnya tekanan reservoir mengikuti suatu hubungan yang linier dengan kedalaman reservoir tersebut.Hal ini diinterpretasikan sebagai akibat dari penyingkapan perluasan formasi batuan reservoir tersebut ke permukaan, sehingga reservoir menerima tekanan hidrostatis fluida pengisi formasi.Berdasarkan ketentuan ini, maka pada umumnya gradient tekanan berkisar antara 0,435 psi/ft.

Dengan adanya tekanan overburden dari batuan di atasnya, gradient tekanan dapat lebih besar dari harga tersebut di atas, hal ini tergantung pada kedalaman reservoir. Dengan adanya kebocoran gas sebelum/selama umur geologi

migrasi minyak, dapat mengakibatkan tekanan reservoir akan lebih rendah.

Berikut ini gambaran hubungan antara tekanan overburden dan tekanan kolom fluida pada sistem reservoir:

Dalam sejarah produksi, besarnya tekanan akan selalu menurun. Kecepatan penurunannya tergantung pada pengaruh-pengaruh tenaga yang berada di luar reservoir, dalam hal ini adalah mekanisme pendorong.

C.2 Temperatur Reservoir

Temperatur reservoir merupakan fungsi dari kedalaman.Hubungan ini dinyatakan oleh gradient geothermal. Harga gradient geothermal itu berkisar antara 0,3°F/100 ft sampai dengan 4 °F/ 100 ft.

Dalam teknik reservoir temperatur reservoir dianggap konstan (tidak berubah), adanya temperatur di reservoir disebabkan oleh gradient temperature panas bumi (gradient geothermal) sebesar 2° F/100ft.

Besarnya tekanan dan temperature reservoir sangat berpengaruh terhadap sifat fisik fluida reservoir seperti derajat API, fasa fluida ke larutan gas dalam minyak dll.

Temperatur reservoir pada suatu kedalaman dihitung dengan rumus:

$$Tr = (Gt \times TVD) + T$$

dimana :

Tr = temperature reservoir (° F)

Gt = gradient temperature (2° F / 100 ft)

TVD = kedalaman tegak lapisan (ft)

T = Temperatur permukaan (° F)

D. Sifat Fisik Fluida Reservoir.

Karakteristik-karakteristik fluida hidrokarbon yang berhubungan dengan sifat fisis, dinyatakan dalam berbagai besaran :

1. Faktor volume formasi gas (Bg).
2. Kelarutan gas (Rs).
3. Faktor volume formasi minyak (Bo).
4. Faktor volume formasi dwi-fasa (Bt).
5. Viskositas.
6. Berat jenis (^{o}API)

D.1 Faktor volume formasi gas (Bg)

Faktor volume formasi gas didefinisikan sebagal volume (dalam barrels) yang ditempati oleh suatu standard cubic feet gas (60 ^{o}F, 14,7 psi) bila dikembalikan pada keadaan temperatur dan tekanan reservoir. Persamaan untuk menentukan besaran harga Bg adalah :

$$Bg = 0{,}00504\frac{Zo\ To}{Po}\ bbl/Scf$$

Dimana :

Bg = Faktor volume formasi gas, bbl/Scf

Po = Tekanan reservoir I , psia

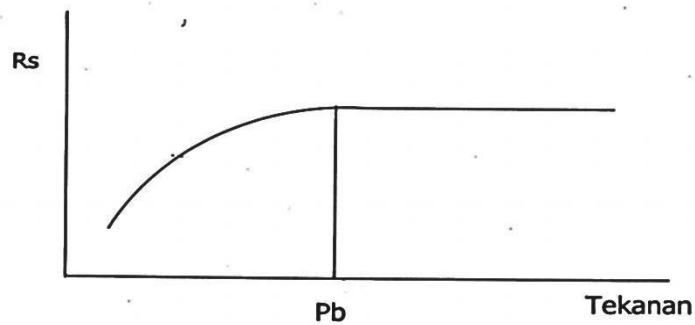
To = Temperatur reservoir, ^{o}F

Zo = kompresibilitas

D.2 Kelarutan gas dalam minyak (Rs)

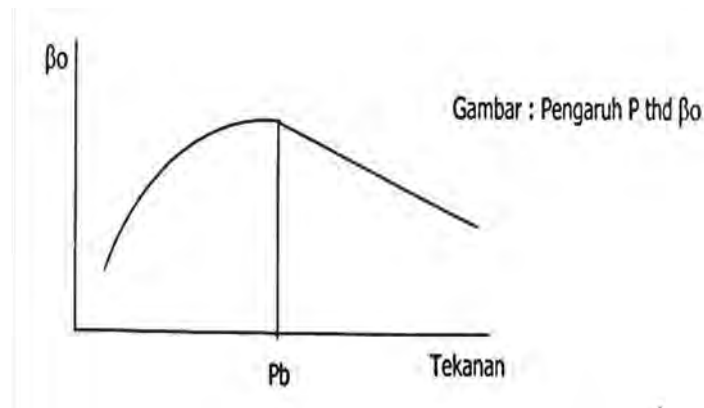
Kelarutan gas (Rs) didefinisikan sebagai banyaknya cubic feet gas (dalam tekanan dan temperature standard) yang berada dalam larutan minyak mentah satu barrel tangki pengumpul minyak ketika minyak dan gas kedua-duanya masih berada dalam keadaan temperature dan tekanan standar

Rs merupakan fungsi dari tekanan, untuk minyak mentah yang jenuh, penurunan tekanan akan nengakibatkan kelarutan gas menurun karena gas yang semula larut dalam minyak mentah pada tekanan yang lebih rendah. Untuk minyak mentah yang tak jenuh, penurunan tekanan sampai tekanan gelembung, tidak akan menurunkan kelarutan gas, tetapi setelah melewati tekanan gelembung,

penurunan tekanan mengakibatkan menurunnya kelarutan gas.

Gbr. 2 : Pengaruh Tekanan P terhadap Rs

D.3 Faktor volume formasi minyak (Bo)

Faktor volume formasi minyak (Bo) didefinisikan sebagai perbandingan V1 barrel minyak pada keadaan reservoir terhadap V2 barrel minyak pada tangki pengumpul (60 ^{o}F, 14,7 psi). V1 - V2 adalah berupa gas yang dibebaskan karena penurunan tekanan dan temperatur.

Penaksiran faktor volume formasi minyak dapat dilakukan dengan tiga cara, berdasarkan data-data yang tersedia dan prosen ketelitian yang dibutuhkan.

Gbr. 3 : Pengaruh Tekanan P terhadap ßo

D.4 Faktor volume formasi dwi-fasa (Bt)

Faktor volume formasi dwi-fasa (Bt) didefinisikan sebagai volume yang ditempati oleh minyak sebanyak satu barrel tangki pengumpul ditambah dengan gas bebas yang semula larut dalam sejumlah minyak tersebut.

Harga Bt dapat ditentukan dan karakteristik cairan reservoir yang disebutkan terdahulu, yang digambarkan sebagai :

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)\, B_g$$

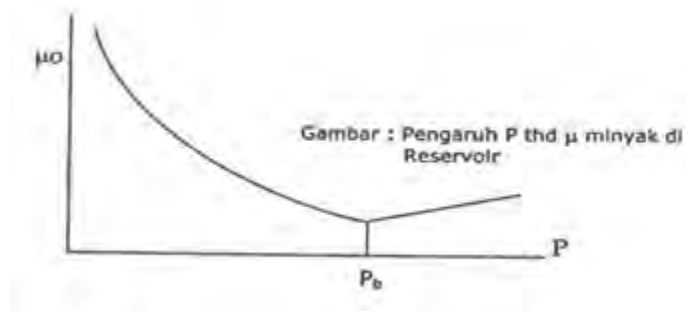
dimana :

B_t = faktor volume formasi dwi-fasa
B_o = faktor volume formasi minyak
B_g = faktor volume formasi gas
R_s = kelarutan gas.
i = keadaan mula-mula.

D.5 Viskositas (μ)

Viskositas suatu cairan adalah suatu ukuran tentang besarnya keengganan cairan itu untuk mengalir. Viskositas didefinisikan sebagai besarnya gaya yang harus bekerja pada satu satuan luas bidang horizontal yang terpisah sejauh satu satuan jarak dan suatu bidang horizontal lain, agar relatip terhadap bidang kedua ini, bidang pertama bergerak sebesar satu satuan kecepatan. Diantara kedua bidang horizontal inii terdapat cairan yang dimaksud.

Umumnya viskositas dipengaruhi langsung oleh tekanan,temperature dan kelarutan gas . Hubungan tersebut adalah :

- Viskositas akan menurun dengan naiknya temperatur.
- Viskositas akan naik dengan naiknya tekanan, dimana tekanan tersebut semata-mata untuk pemanfaatan cairan.
- Viskositas akan naik dengan bertambahnya gas dalam larutan.

Gbr. 4 : Pengaruh Tekanan P terhadap Kekentalan (Viskositas), μ

D.6 Berat jenis (^{o}API)

Berat jenis (^{o}API) minyak menunjukkan kualitas fluida hidrokarbon.Apakah hidrokarbon tersebut termasuk minyak ringan, gas atau minyak berat.Semakin besar harga ^{o}API berarti berat jenis minyak semakin kecil dan sebaliknya.

E. Sifat Kimia Fluida Hidrokarbon

Petroleum adalah campuran senyawa hidrokarbon yang terbentuk di alam dapat berupa gas, zat cair atau zat padat bergantung pada komposisi, tekanan dan temperatur yang mempengaruhinya. Endapan petroleum dalam bentuk gas disebut sebagai “gas alam” , yang berbentuk cairan disebut “minyak mentah” atau “crude oil”, sedangkan yang berbentuk padatan disebut “tar” dan “aspal” dari tempat yang berlainan umumnya mempunyai ikatan kimia yang berbeda demikian pula sifat-sifat fisika dan kimianya.

Hidrokarbon adalah senyawa yang terdiri dari atom karbon (C) dan Hidrogen (H) serta komponen ikutan seperti belerang (H_2S), Nitrogen (N_2), Oksigen (O_2) dan Karbon Dioksida (CO_2), serta logam (Fe, Ni, Co, Cd dll).

Komponen adalah bagian-bagian murni (senyawa) penyusun minyak bumi, sedangkan Komposisi adalah menyatakan banyaknya komponen murni (senyawa) yang menyusun terbentuknya minyak bumi atau gas hidrokarbon.

Hasil analisa rata-rata yang diperoleh dari hampir semua minyak mentah dapat dilihat dalam Tabel-3.dibawah ini.

Tabel-6

Hasil Analisa Komponen Penyusun Minyak Bumi

Unsur/Komponen	Prosentase Berat
Karbon	84 - 87
Hidrogen	11 - 14
Belerang	0,06 – 2,0
Nitrogen	0,1 – 2,0
Oksigen	0,1 – 2,0

Berdasarkan susunan atom karbon dalam molekulnya, senyawa karbon terbagi dalam 2

golongan besar, yaitu senyawa alifatik dan senyawa siklik. . Berdasarkan jumlah ikatannya, senyawa hidrokarbon alifatik terbagi menjadi senyawa alifatik jenuh dan tidak jenuh

Komponen utama hidrokarbon dalam suatu reservoir minyak bumi secara umum dapat dibagi dalam 4 (empat) golongan menurut struktur dari molekul-molekulnya, yaitu :

a). Golongan Hidrokarbon Jenuh (Parafin).

b). Golongan Hidrokarbon Tidak Jenuh

c). Golongan Hidrokarbon Naftena (Sikloparafin)

d). Golongan Hidrokarbon Aromatik

E.1 Golongan Hidrokarbon Jenuh (Parafin)

Golongan ini merupakan senyawa alifatik jenuh yang rantai C nya hanya berisi ikatan-ikatan tunggal saja.

Senyawa hidrokarbon alifatik adalah senyawa karbon yang rantai C nya terbuka dan rantai C itu memungkinkan bercabang. Golongan ini mempunyai rumus umum $\mathbf{C_nH_{2n+2}}$ Nama dari deretan paraffin sesuai sistim Jenewa diakhiri dengan akhiran “ **ana** “.

Parafin digolongkan pada hidrokarbon jenuh karena untuk mengikat tiap dua atom C yang berdekatan pada rangkaian terbuka diperlukan satu valensi dari masing-masing atom.Disamping valensi untuk mengikat atom C yang berdekatan valensi lainnya juga untuk mengikat H yang tersedia.Jadi **hidrokarbon dikatakan jenuh**, apabila tiap valensi yang ada digunakan untuk mengikat atom C lainnya maupun atom H.

Contoh :

Rumus Bangun Propana : $C_3\,H_8$

H H H

I I I

H - C - C - C - H

I I I

H H H

Tabel-4

Tata Nama Deretan Parafin

No	Nama
1	Metana
2	Etana
3	Propana
4	Butana

No.	Nama
6	Heksana
7	Heptana
8	Oktana
9	Nonana

5	Pentana

10	Dekana

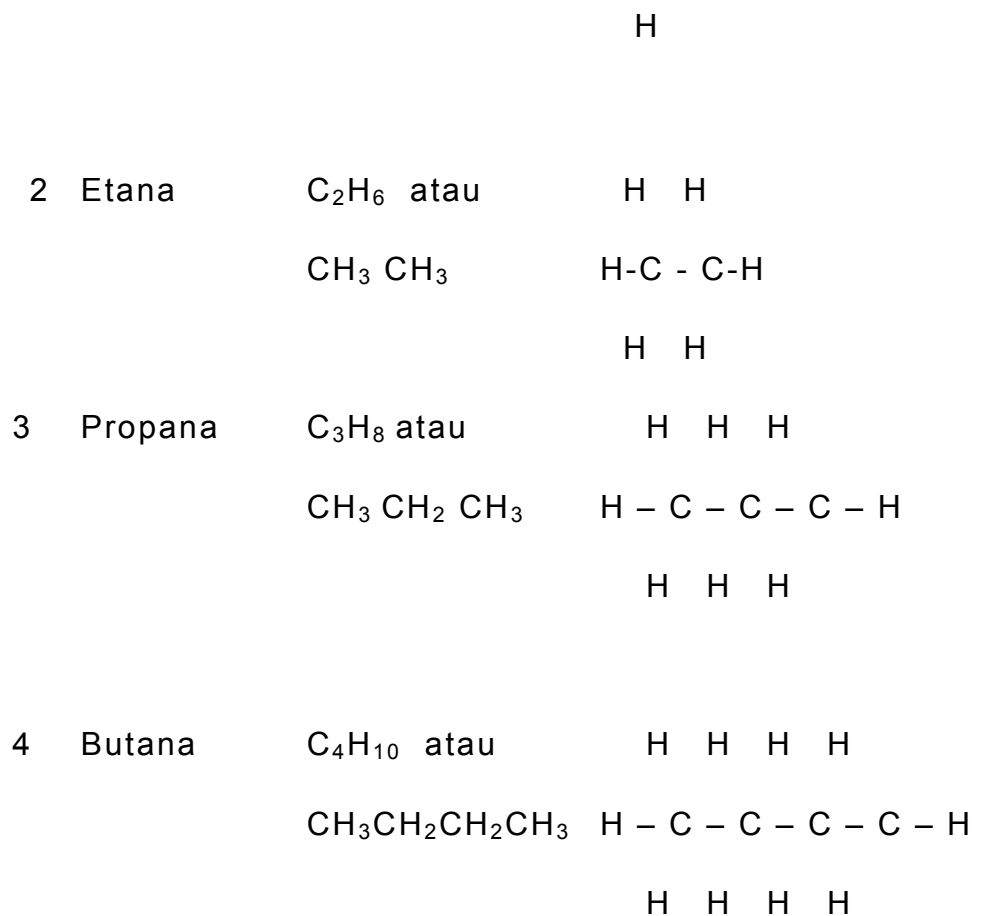
Sifat-sifat :

- Stabil pada suhu biasa, tidak bereaksi dengan asam sulfat pekat dan asam sulfat berasap, larutan alkali pekat, asam nitrat maupun oksidator kuat seperti asam kromat, kecuali mempunyai atom karbon tersier.
- Bereaksi lambat dengan klor dengan bantuan sinar matahari, bereaksi dengan klor dan brom kalau ada katalis
- C1-C4 : berupa gas pada suhu kamar dan tekanan 1 atm, metana dan etana (LNG), propana dan butan (LPG),
- C5-C16 : berupa cairan pada suhu kamar dan tekanan 1 atm, nafta, kerosin, bensin, solar, minyak diesel danminyak bakar.
- > C16 : berupa padatan, malam paraffin

Contoh Rumus bangun

No.	Nama	Rumus	Rumus Bangun
1	Metana	CH_4	H H-C-H

H

2	Etana	C_2H_6 atau	H H
		CH_3 CH_3	H-C - C-H
			H H
3	Propana	C_3H_8 atau	H H H
		CH_3 CH_2 CH_3	H – C – C – C – H
			H H H
4	Butana	C_4H_{10} atau	H H H H
		$CH_3CH_2CH_2CH_3$	H – C – C – C – C – H
			H H H H

Dst

Isomer

Dijumpai hidrokarbon dengan rumus molekul yang sama akan tetapi rumus bangunnya yang berbeda. Keadaan semacam ini yang disebut sebagai ***" Isomer "***. Isomer hidrokarbon biasanya menunjukkan sifat fisika dan kimia yang berbeda.

Contoh : Butana mempunyai rumus molekul C_4H_{10} , tetapi bisa dibuat dua macam rumus bangun yang berbeda, yaitu :

$CH_3CH_2CH_2CH_3$ yang disebut sebagai **normal-butana**, dan

CH_3 CH CH_3 disebut sebagai **iso-butana**

I

CH_3

E.2 Golongan Hidrokarbon Tidak Jenuh

Golongan ini merupakan senyawa alifatik yang rantai C nya terdapat ikatan rangkap dua atau rangkap tigauntuk mengikat dua atom C yang berdekatan. Oleh karena valensi yang semula tersedia untuk mengikat atom H telah digunakan untuk mengikat atom C yang berdekatan dengan jalan ikatan rangkap (ganda) maupun tiga yang mengikat dua atom C, maka hidrokarbon ini disebut sebagai **hidrokarbon tak jenuh.**

Golongan hidrokarbon tak jenuh berupa deretan Olefin, Diolefin dan Asetilen.

- **Deretan Olefin**

Deretan ini mempunyai rumus umum**C_nH_{2n}** . Karakteristiknya adalah bahwa dalam molekulnya terdapat **satu ikatan rangkap** . Pemberian nama deretan Olefin atau sering disebut juga Monoolefin menurut sistim Jenewa dilakukan sama dengan deretan paraffin, diakhiri dengan **" ena "**

Contoh :

Etilena : CH_2 = CH_2 atau H H

C = C

H H

Propelina : $CH_2 = CH \ \ CH_3$

Sifat-sifat :

- Merupakan senyawa hidrokarbon yang tidakjenuh dengan sebuah ikatan rangkap.
- Deretan olefin atau Monoolefin tidak terdapat dalam minyak mentah,tetapi terbentuk dalam distilasi minyak mentahdan terbentuk dalam proses rengkahan, sehinggabensin rengkahan mengandung banyak senyawamonoolefin. Senyawa HC akan mengalamiperengakahan pada suhu sekitar 680^{o}F.
- Bersifat reaktif, banyak digunakan sebagai bahanbaku utama industri petrokimia, contoh etilen(C2H4) dan propilen (C3H6)

- **Deretan Diolefin**

Rumus umum deretan ini adalah $\mathbf{C_nH_{2n-2}}$ .Karakteristiknya, setiap molekulnya terdapat **dua ikatan rangkap**. Penamaan menurut sistim Jenewa adalah penggunaan akhiran " **adiena** " dan letak dari kedua ikatan rangkap dinyatakan dengan dua nomor yang diletakkan setelah namanya.

Contoh :

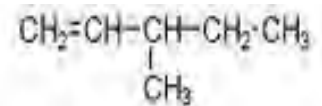
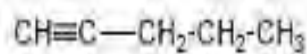
Butadiena – 1,3 : $CH_2 = CH \ \ CH = CH_2$

Butadiena _ 1,2 : $CH_2 = C = CH \ \ CH_3$

- **Deretan Asetilen**

Rumus umum adalah **C_nH_{2n-2}** seperti deretan diolefin.Karakteristik dari deretan ini adalah bahwa dalam tiap molekul terdapat **ikatan rangkap tiga** yang mengikat dua atom C berdekatan. Pemberian nama sistim Jenewa adalah dengan memberi akhiran " **una** ".

Contoh :

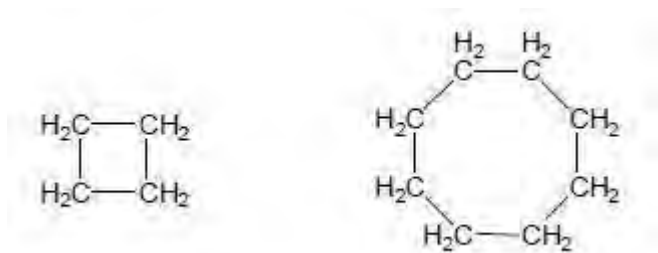
$CH{\equiv}C—CH_2\text{-}CH_2\text{-}CH_3$ $CH_2{=}CH\text{-}CH(CH_3)\text{-}CH_2\text{-}CH_3$

Propuna

Sifat-sifat :

- Senyawa HC tidak jenuh rumus umum CnH2n-2.
- Merupakan senyawa hidrokarbon yang tidakjenuh dengan dua buah ikatan rangkap.
- Monoolefin tidak terdapat dalam minyak mentah,tetapi terbentuk dalam distilasi minyak mentahdan terbentuk dalam proses rengkahan.
- Bersifat reaktif, tidak stabil, dan cenderungberpolimerisasi dan membentuk damar.

E.3 Golongan Naftena

Golongan ini termasuk hidrokarbon jenuh tetapi rantai karbonnya merupakan rantai tertutup atau alisiklik.Senyawa hidrokarbon alisiklik adalah senyawakarbon alifatik yang membentuk rantai tertutup.Oleh karena itu diberi nama juga golongan **Sikloparafin,** karena sifat-sifatnya mirip dengan paraffin. Rumus umum adalah $\mathbf{C_nH_{2n}}$. Pemberian nama adalah seperti pada paraffin, yaitu sesuai dengan banyaknya atom C dalam rangkaian tertutup, dengan tambahan awalan **"siklo"**. Siklopropana, Siklobutana dst

Contoh :

Siklobutana

siklooktana

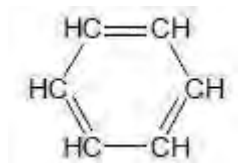
Sifat-sifat :

- Memiliki sifat seperti senyawa HC parafin dan mempunyai struktur molekul siklis, disebut sikloparafin.
- Terdapat dalam minyak bumi ialah siklopentan dan sikloheksan, yang terdapat dalam fraksi nafta dan fraksi minyak bumi dengan titik didih lebih tinggi.

- Selain senyawa naften sederhana, dalamminyak bumi khususnya dalam fraksiberatnya, juga terdapat senyawa naftenpolisiklis, seperti dekalin ataudehidronaftalen

E.4 Golongan Hidrokarbon Aromatik

Dalam deret ini hanya dimaksudkan Benzena dan hidrokarbon lain yang mengandung satu dan hanya satu cincin benzene. Rumus umum adalah $\mathbf{C_nH_{2n-6}}$ Cincin benzene berupa segienam dengan 3 ikatan tunggal dan 3 ikatan rangkap secara selang-seling.Untuk menunjukkan adanya cincin benzene dalam suatu senyawa, biasanya digunakan lambing segienam seperti gambar dibawah.

Contoh : Metilbenzne

Sifat-sifat :

- sangat reaktif. Mudah dioksidasi menjadi asam. Dapat mengalami reaksi adisi dan reaksi subtitusi tergantung pada kondisi reaksi.
- Hanya sedikit sekali minyak mentah yang mengandung senyawa aromat dengan titik rendah.
- Diberikan nama Aromatik karena deretan ini memberikan bau wangi.
- Minyak mentah dari Sumatera dan Kalimantan ada yang mengandung senayawa aromat tinggi.
- Senyawa yang ada : benzen, naftalen dan antrasen.
- Benzene merupakan zat cair tidak berwarna dan mendidih pada temperature 176^{o}F

Walaupun senyawa hidrokarbon yang menyusunminyak bumi hanyalah senyawa hidrokarbon parafin,naften dan aromat, namun demikian, minyak bumiadalah sangat kompleks sekali.Hal ini disebabkankarena senyawa-senyawa tersebut disamping berupasenyawa murni, juga dapat berupa gabungan antarasenyawa HC parafin-naften, parafin-aromat, naftennaften(polinaften), naften-aromat, aromat-aromat(poliaromat), dan parafin-naften-aromat dankemungkinan kombinasi lainnya.

F. Jenis-jenis Reservoir.

1. Berdasar Geologi

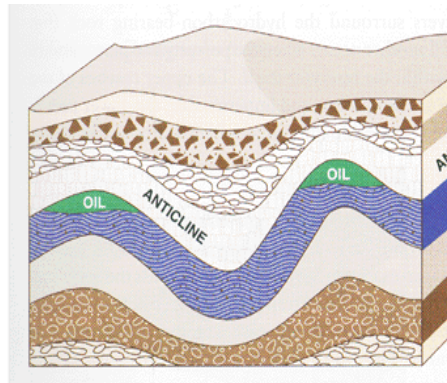
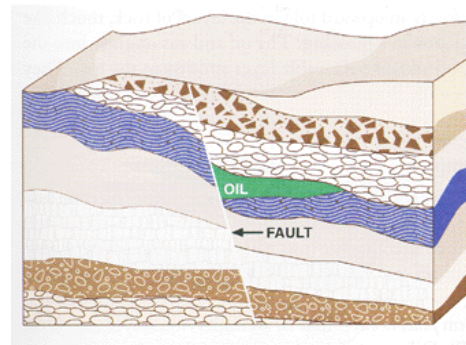
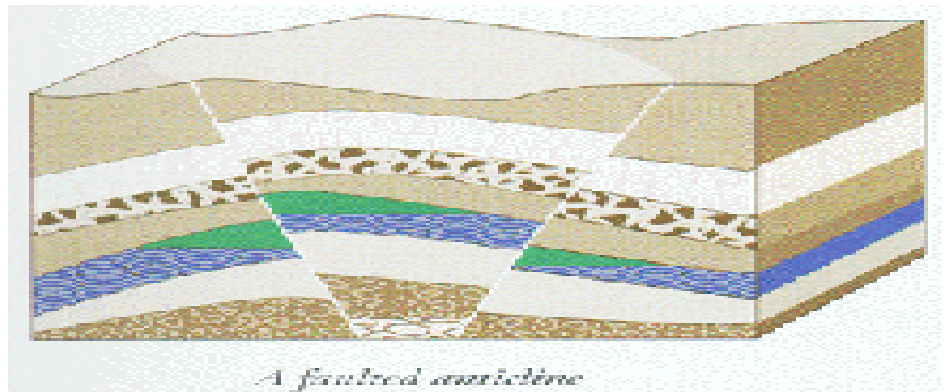
a. Reservoir Struktur

b. Reservoir Stratigrafi

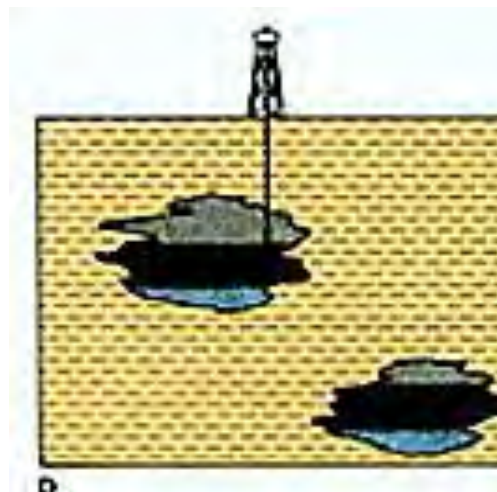
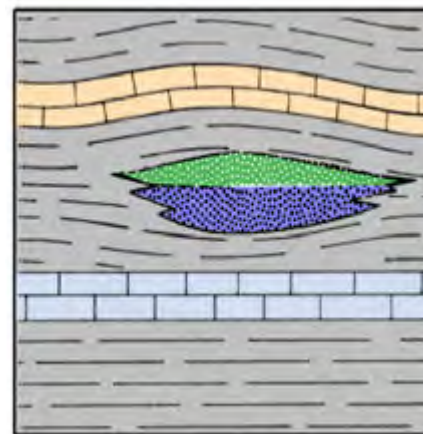
c. Reservoir Kombinasi

F.1 Reservoir berdasar Geologi

a. Reservoir Struktur

Adalah reservoir yang terbentuk karena adanya gaya geologi sehingga terbentuk struktur perangkap. Contoh : Patahan , Antiklin dan Kombinasi

Reservoir Antiklin

Reservoir Patahan

Gbr. 3 : Reservoir Kombinasi (Antiklin dan Patahan)

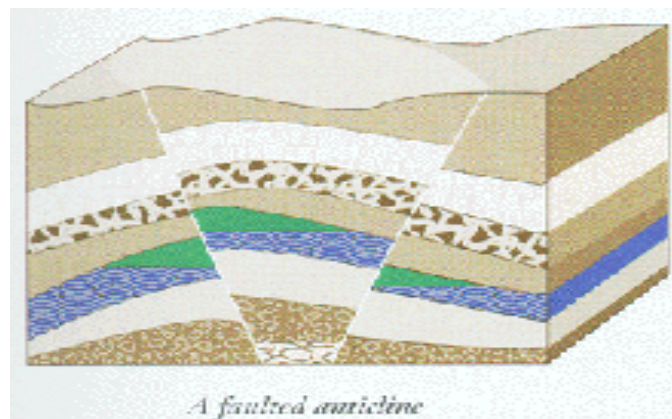
b. Reservoir Stratigrafi

Reservoir yang terbentuk karena adanya perbedaan permeabilitas batuan.

Reservoir Lensa pasir

Reservoir Lidah

Gbr. 4 : Reservoir Stratigrafi

c. **Reservoir Kombinasi**

Reservoir Kombinasi : Reservoir yang terbentuk secara kombinasi antara stratigrafi dan struktur.

Contoh : Ketidakselarasan / Unconformity

2. Berdasarkan kondisi awal fluida dalam reservoir :

a. **Reservoir gas,** yaitu apabila dalam reservoir tersebut mengandung HC yang berfasa gas yang bernilai ekonomis.

-. Reservoir gas kering atau dry gas

Adalah reservoir gas yang menghasilkan gas alam tidak mengandung gas H_2S atau sering disebut sebagai Sweet Gas.

-. Reservoir gas basah atau wet gas

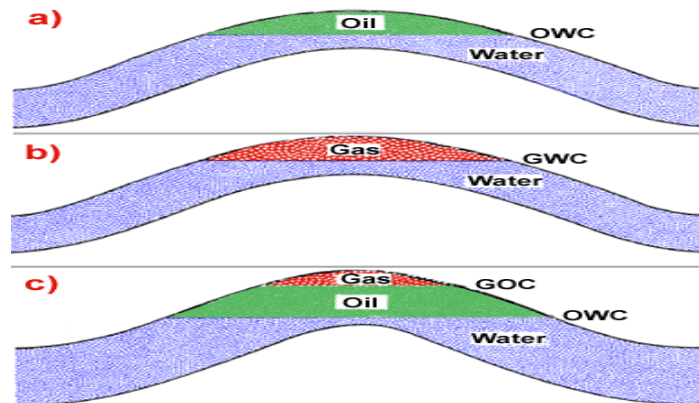
Adalah reservoir gas yang menghasilkan gas alam mengandung bensin alam atau Natural Gasoline dalam jumlah berarti.Bensin ini dapat dipisahkan dari gas alamnya dengan jalan pemampatan dan pendinginan.

-. Reservoir gas kondensat

Adalah reservoir minyak yang apabila diproduksikan kepermukaan akan menghasilkan minyak dan gas

b. **Reservoir minyak**, yaitu apabila dalam reservoir tersebut terdapat akumulasi minyak yang dinilai ekonomis (tidak mutlak terdapat minyak saja, tetapi ada kemungkinan juga akumulasi gas, disebut tudung gas/ gas cap.

a. Reservoir Minyak Tidak jenuh dimana Gas masih terlarut dalam minyak

b. Reservoir Minyak Jenuh dimana Gas sudah terlepas dari minyak sehingga terdapat fasa minyak dan fasa gas yang terpisah.

a. Oil-Water System b. Gas-Water System c. Gas-Oil-Water System

Gbr. 5 : Macam-macam Reservoir berdasarkan jenis fluidanya

3. Jenis Reservoir berdasar mekanisme pendorong.

a. Reservoir Water Drive
b. Reservoir Gas Cap Drive
c. Reservoir Solution Gas Drive
d. Reservoir Combination Drive

a. Reservoir water drive

Pada reservoir dengan type pendorongan "*water drive*", energi yang menyebabkan perpindahan minyak dari reservoir ke titik serap adalah disebabkan oleh; pengembangan air, penyempitan pori-pori dari lapisan dan sumber air di permukaan bumi yang berhubungan dengan formasi yang mengandung 100% air (aquifer) sebagai akibat adanya penurunan tekanan selama produksi.

Air sebagai suatu fasa yang sering berada bersama-sama dengan minyak dan/atau gas dalam suatu reservoir yang mengandung hidrokarbon tersebut seringkali merupakan suatu fasa kontinu dalam suatu formasi sedimen yang berdekatan dengan reservoir tersebut.

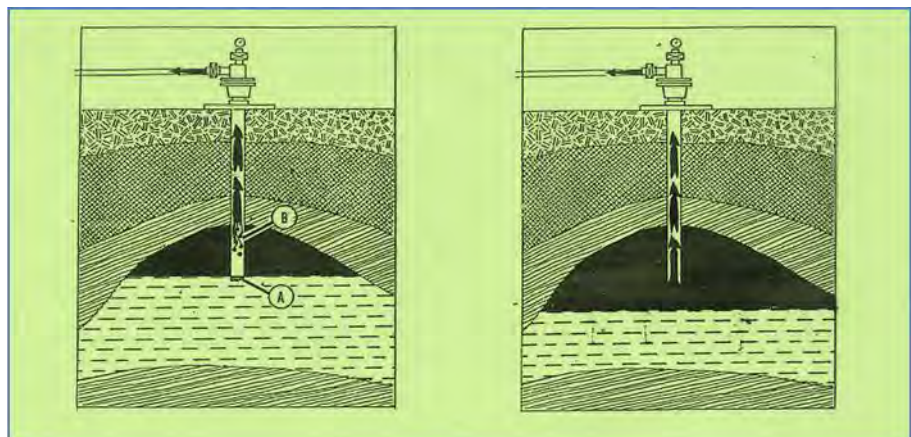
Perubahan tekanan dalam reservoir minyak sebagai akibat dan pada produksi minyak melalui sumur akan diteruskan kedalam aquifer. Terbentuknya gradient tekanan ini akan mengakibatkan air mengalir ke dalam lapisan minyak (merembes) bila permeabilitas disekitarnya memungkinkan. Secara umum dapat dikatakan bahwa aquifer merupakan suatu tenaga yang membantu dalam hal pendorongan minyak.

Dari kurva sejarah produksi suatu reservoir dengan water-drive, memperlihatkan bahwa pada permulaan produksi, tekanan akan turun dengan sedikit tajam. Karena air memerlukan waktu dulu untuk mengisi ruangan yang ditinggalkan oleh minyak yang diproduksi. Kemudian tekanan akan menurun secara perlahan-lahan.

Pada reservoir water drive, gas tidak memegang peranan, sehingga perbandingan produksi gas terhadap produksi minyak (GOR) dapat dianggap konstan. Sedangkan perbandingan produksi air terhadap produksi minyak (WOR) akan naik, karena air yang mendorong dari belakang mungkin saja akan melewati minyak yang didorongnya akibat dari sifat mobility-nya, sehingga air akan terproduksi. Recovery minyak dari type pendorongan "water drive" ini berkisar 30% - 60%.

Dengan diproduksikannya minyak, maka pori-pori batuan yang ditinggalkan minyak akan diisi oleh air (sering disebut sebagai proses Water Influx)

Ciri-ciri :

- Tekanan (P) relative stabil
- Perbandingan Minyak-Gas (GOR) rendah dan konstan
- Perbandingan Minyak-Air (WOR) meningkat secara kontinyu
- Perilaku : Natural Flow sampai air berlebih
- Recovery Factor (RF) berkisar antara 30% - 60%

Gbr. 6 : Reservoir Water Drive

b. Reservoir Gas Cap Drive

Pada reservoir dengan mekanisme pendorongan “gas cap drive” energi pendorongan berasal dari ekspansi gas bebas yang terdapat pada gas bebas (gas cap). Hal ini akan mendorong minyak ke arah posisi yang bertekanan rendah yaitu ke arah bawah struktur dan selanjutnya ke arah sumur produksi.

Gas yang berada di gas cap ini sudah ada sewaktu reservoir itu ditemukan atau bisa juga berasal dari gas yang terlarut dalam minyak dan akan ke luar dari zone minyak bila tekanan reservoirnya di bawah bubble point pressure.

Sejarah produksi dari reservoir dengan gas cap drive memperlihatkan suatu kurva dimana tekanan akan menurun lebih cepat dibandingkan dengan water drive reservoir. Sedangkan GOR-nya akan terus naik sampai akhirnya hanya gas yang terproduksi. Hal ini disebabkan karena mobilitas gas lebih besar dibandingkan dengan mobilitas minyak. Kemungkinan slippage dimana gas akan mendahului minyak, lebih besar sehingga gas ikut terproduksi. Akibatnya effisiensi pendorongannya akan berkurang dari semestinya. Recovery minyak pada jenis “gas cap reservoir“ berkisar 20 - 40 %.

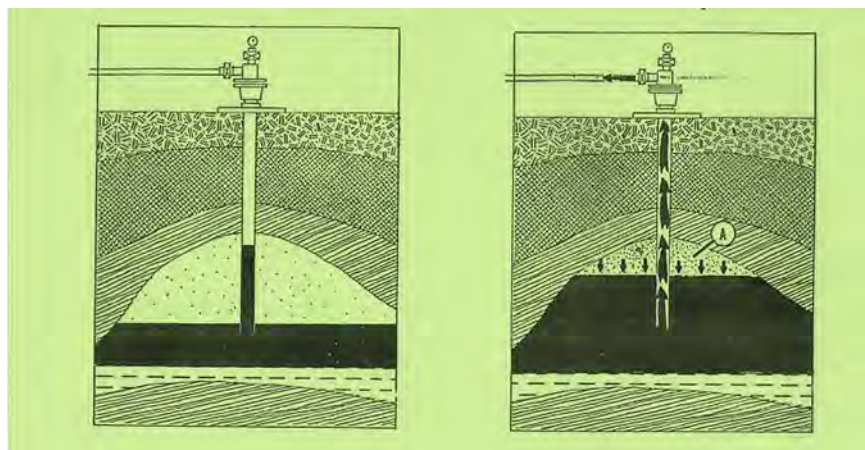
Ciri-ciri :

. Tekanan (P) turun lambat namun menerus

. Perbandingan Minyak-Gas (GOR) meningkat terus

. Tidak ada /kecil sekali produksi airnya

. Perilaku : Natural Flow tergantung pada ukuran gas capnya

. RF : 20%-40%

Gbr. 7 : Reservoir Gas Cap Drive

c. Reservoir Solution Gas Drive

Pada reservoir dengan type pendorongan “solution gas drive” energi yang menyebabkan minyak bergerak ke titik serap berasal dari ekspansi volumetrik larutan gas yang berada dalam minyak dan pendesakan minyak akibat berkurangnya tekanan karena produksi. Hal ini akan menyebabkan gas yang larut di dalam minyak akan ke luar berupa gelembung gelembung yang tersebar merata di dalam phasa minyak. Penurunan tekanan selanjutnya akan menyebabkan gelembung-gelembung gas tadi akan berkembang, sehingga mendesak minyak untuk mengalir ke daerah yang bertekanan rendah.

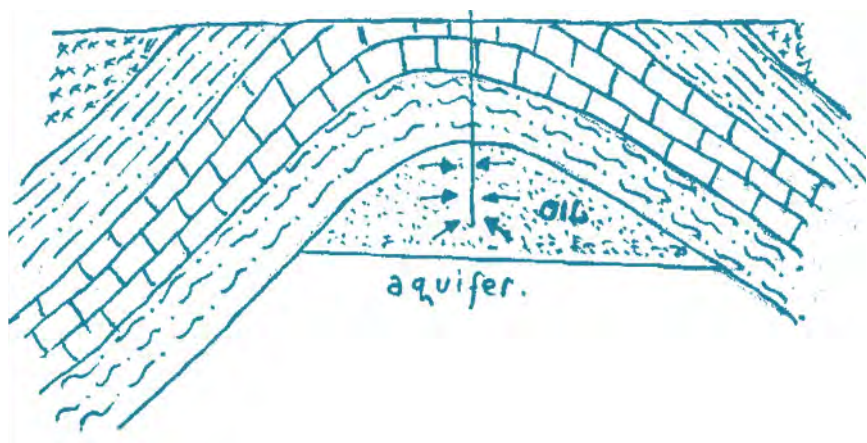
Pada kurva sejarah produksi suatu lapangan yang reservoirnya mempunyai mekanisme pendorong "solution gas drive" akan memperlihatkan bahwa pada saat produksi baru dimulai, tekanan turun dengan perlahan dan selanjutnya menurun dengan cepat. Hal ini disebabkan karena pada saat pertama, gas belum bisa bergerak, karena saturasinya masih berada di bawah saturasi kritis, setelah saturasi kritis dilampaui, barulah tekanan turun dengan cepat.

Perbandingan gas terhadap minyak (GOR), terlihat mula-mula hampir konstan, selanjutnya akan naik dengan cepat, dan kemudian turun lagi. Hal ini disebabkan karena mula-mula saturasi gas masih berada dibawah saturasi kritisnya. Sehingga permeabilitasnya masih sama dengan nol. Setelah saturasi kritis dilampaui, gas mulai bergerak dan membentuk

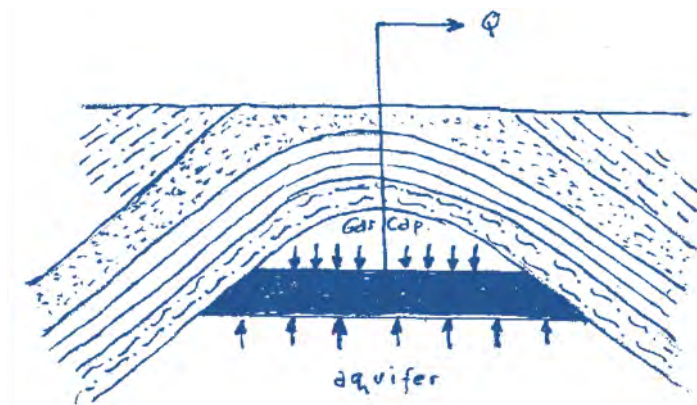
saturasi yang kontinu. Kemudian gas ikut terproduksi bersama minyak.

Semakin lama GOR semakin besar, ini disebabkan karena mobility gas lebih besar dari mobility minyak sehingga terjadi penyimpangan/slippage dimana gas bergerak lebih cepat dari minyak.

Oleh karena gas lebih banyak diproduksikan, lama kelamaan kandungan gasnya semakin berkurang sehingga recovery-nya akan turun. Recovery minyak dengan jenis "solution gas drive reservoir" berkisar 5 - 20 %.

- Tekanan (P) cepat turun
- Perbandingan Minyak-Gas (GOR) mula-mula rendah kemudian naik dengan cepat.
- Produksi air kecil
- Perilaku : memerlukan pemompaan pada tahap awal
- RF : 5% - 20%

Gbr. 8 : Reservoir Solution Gas Drive

d. Reservoir Combination Drive

Pada reservoir type ini, mekanisme pendorongan minyak dapat berasal dari kombinasi antara water drive dengan solution gas drive ataupun kombinasi antara water drive dengan gas cap drive.Pada banyak reservoir, keempat mekanisme pendorongan dapat bekerja secara simultan, tetapi biasanya salah satu atau dua yang lebih dominan.

Gbr. 9 : Reservoir Combination Drive

G. Hubungan antara P-V-T dalam Fluida Reservoir

Sifat-sifat fasa kualitatif dalam sitim hidrokarbon dapat digambarkan kedalam grafik melalui hubungan antara Tekanan-Volume-Temperatur (P-V-T) dengan berbagai komponennya.

Fasa adalah suatu bagian dari zat yang memiliki sifat fisik dan kimia secara seragam dalam keseluruhannya.Jadi sistim yang terdiri dari uap air, air dan es disebut sistim 3 (tiga) fasa. Fasa tersebut meskipun serba sama akan tetapi tidaklah perlu

kontinyu, artinya air es yang mengandung beberapa potong es tetap terdiri dari dua fasa saja, yaitu fasa cair dan fasa padat.

Sifat fasa dapat dibedakan menjadi 2 (dua) yaitu sifat intensif dan sifat ekstensif. Dalam sifat intensif, fasa tidak bergantung pada jumlah total massa dalam sistim, misalnya rapatan (density), berat jenis (SG) dan kalor jenis. Sedangkan dalam sifat fasa ekstensif, fasa sangat bergantung pada jumlah zat didalam suatu sistim.

Suatu sistim disebut serbaneka (heterogen) apabila sistim terdiri dari 2 (dua) fasa atau lebih.Sifat fasa dengan sistim serbaneka dipengaruhi oleh jumlah komponen-komponennya.Sistim berkomponen tunggal menunjukkan tabiat yang berbeda dari tabiat sistim berkomponen rangkap atau ganda pada Tekanan (P) dan Temperatur (T) yang memungkinkan adanya fasa cair dan fasa uap.

a. Sistim Komponen Tunggal.

Dalam sistim berkomponen tunggal, digambarkan sebagai cairan tunggal yang murnimisalnya air.Bayangkan suatu cairan tunggal murni ditempatkan dalam silinder dengan alat pengisap. Bila pada pengisap ini dikerjakan suatu tekanan yang lebih besar dari tekanan uap zat cair, maka sistim seluruhnya akan berupa fasa cair pada saat kesetimbangan telah tercapai. Sebaliknya, bila tekanan ini lebih kecil dari pada tekanan uap, maka sistim akan berupa pada kesetimbangan. Jumlah relative zat cair dan uap ditentukan oleh volume

sistim, dapat berupa uap dengan sedikit sekali zat cair (setetes kecil embun) atau dapat pula berupa zat cair dengan sedikit uap (sebuah gelembung halus).

Diagram P-T Komponen Tunggal

Untuk sistim komponen tunggal pada temperature tertentu, tekanan akan menentukan macam dan jumlah fasa sistim tersebut. Dalam Gambar 10. Berikut diterangkan bahwa bila tekanan uap dialurkan terhadap temperature, maka aluran itu akan berbentuk lengkungan yang dipandang sebagai garis pemisah antara daerah zat cair dan gas, garis OA, sedangkan garis OC merupakan garis pemisah zat cair dan zat padat. Titik A merupakan batas garis tekanan uap dikenal sebagai *Titik Kritik*. Tekanan dan Temperatur pada A disebut sebagai Tekanan Kritik dan Temperatur Kritik. Temperatur Kritik adalah temperature tertinggi agar uap dapat dicairkan, diatas temperature ini gas tidak dapat dicairkan berapapun tekanan yang diberikan.Titik O disebut *Titik Tripel* dimana fasa padat, cair dan gas berada bersama-sama dalam keadaan kesetimbangan.

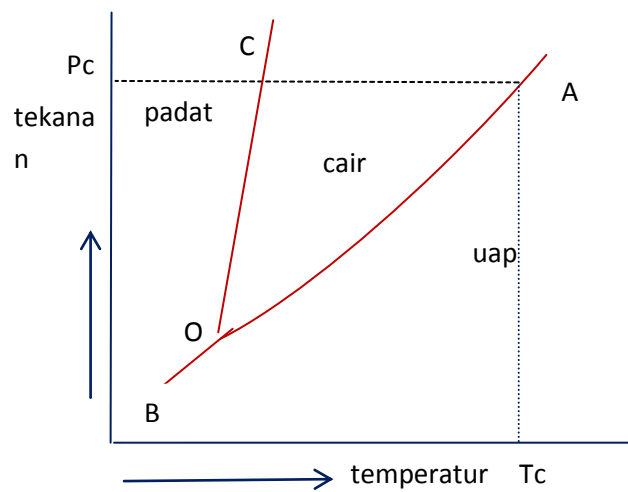
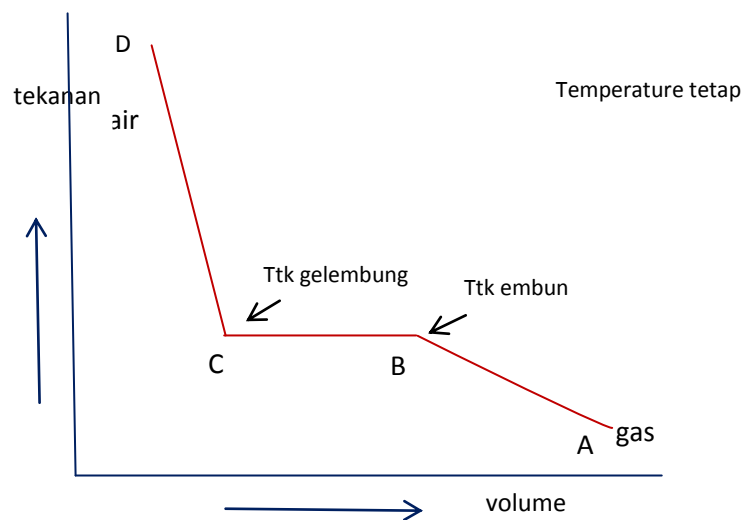
Tiap-tiap komponen hidrokarbon menunjukkan diagram P-T yang serupa dengan Diagram P-T Komponen Tunggal (Gbr. 10), yang membedakan adalah Tekanan uap, besaran Kritik, tekanan sublimasi.

Gbr. 10 : Diagram P-T Sistim Komponen Tunggal

Diagram P-V Sistim Komponen Tunggal

Bila tekanan dialurkan terhadap volume pada temperature tetap untuk sistim dengan jumlah materi yang tetap, maka akan diperoleh gambaran terjadinya proses pemampatan dalam sistim. Dalam Gbr. 11, diterangkan bahwa proses pemampatan dimulai dari titik A. Lengkungan AB menunjukkan proses pemampatan isotherm dimana tekanan gas bertambah. Pada titik B tekanan mencapai tekanan uap dan fasa cair mulai terjadi, mula-mula dalam bentuk titik-titik embun oleh karenanya titik B disebut sebagai *titik embun.*Pemampatan lebih lanjut secara isotherm tidak akan merubah tekanan sistim karena dibawah tekanan yang sama dengan tekanan uap, fasa cair dan fasa padat akan berada pada bersama-sama , dalam grafik digambarkan dalam garis horizontal BC. Tepat pada titik C, fasa uap

menghilang, tinggal gelembung yang tak terhingga kecilnya, oleh karenanya titik C disebut *titik gelembung*.Ciri dari sistim komponen tunggal adalah bahwa *tekanan titik embun sama*dengan *tekanan titik gelembung.*

Gbr. 11. : Diagram P-V Sistim Komponen Tunggal

b. Sistim Komponen Ganda

Istilah komponen ganda dapat diartikan, bahwa dalam sistim hidrokarbon tersusun oleh lebih dari 2 (dua) komponen yang mudah dan sukar menguap.Sistim komponen ganda akan lebih tepat untuk menjelaskan sifat-sifat fasa untuk minyak bumi.

Diagram P-V Sistim Komponen Ganda

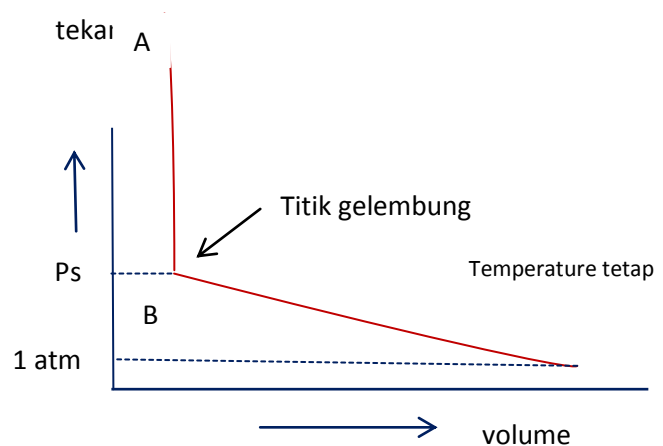
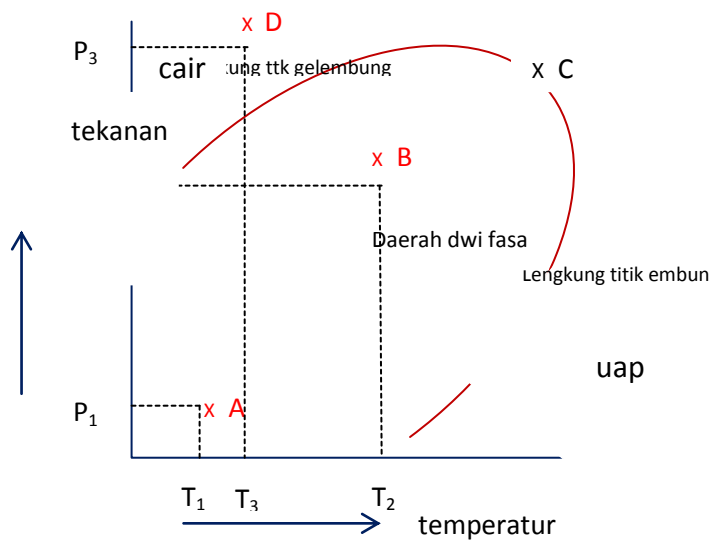
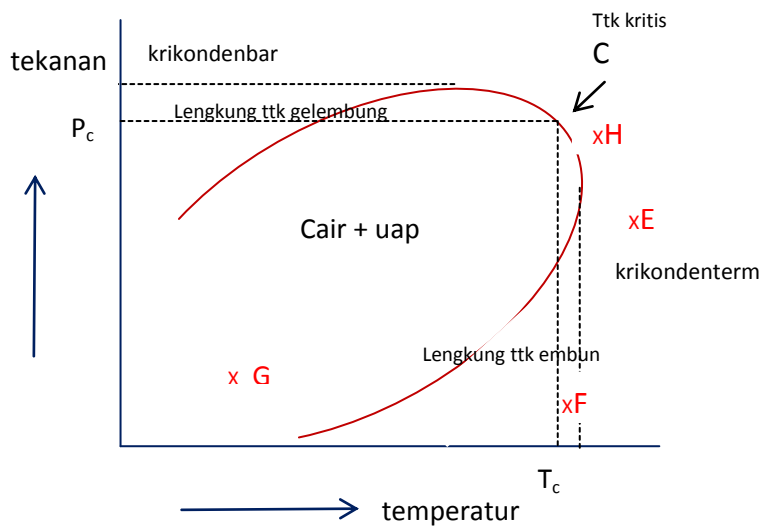
Minyak bumitersusun oleh lebih banyak komponen-komponen yang sukar menguap sehingga titik embun terjadi pada tekanan yang sangat rendah.Oleh karena itu untuk sistim ini sangat sukar untuk menentukan titik embun dengan mendasarkan bentuk isotherm pada diagram P-V. Gbr. 12 ditunjukkan bahwa seluruh sistim ada dalam fasa cair (titik A). Bila tekanan dikurangi secara isotherm , maka titik gelembung akan dicapai pada titik B atau disebut sebagai *tekanan penjenuhan* (P saturated=P_s), karena dalam minyak bumi, uap yang terjadi pada titik gelembung biasa dianggap sebagai gas yang terlarut dalam fasa cair. Penurunan tekanan lebih lanjut akan membebaskan lebih banyak gas dari dalam larutan dan membentuk fasa uap. Pada tekanan 1 atm sistim akan terdiri atas fasa cair dan uap.

Gbr. 12 : Isoterm P-V untuk minyak bumi

Diagram P-T sistim komponen ganda

Diagram P-T sistim komponen ganda dapat digunakan untuk menggambarkan sifat fasa reservoir minyak bumi. Bila tekanan dan temperature permukaan bumi ditunjukkan oleh titik A (P_1 , T_1)dan tekanan dan temperature reservoir ditunjukkan oleh titik B (P_2 , T_2) , maka diagram (Gbr. 13.) ini menunjukkan bahwa reservoir terdiri dari zat cair dan uap, apabila diproduksikan ke permukaan akan menghasilkan fasa cair dan uap. Apabila reservoir ditunjukkan oleh titik D (P_3 , T_3) maka diagram ini akan menunjukkan bahwa didalam bumi, minyak berupa zat cair yang belum jenuh dengan gas dan jika diproduksikan ke permukaan bumi sebagai fasa cair (lebih dominan) dengan sedikit uap. Dalam Gbr. 14. Apabila E menggambarkan suatu reservoir sedangkan F sebagai permukaan bumi, maka reservoir ini disebut sebagai*reservoir gas kering*(tanpa fasa cair) dan bila diproduksikan kepermukaan bumi akan menghasilkan gas kering. Sebaliknya, bila permukaan bumi digambarkan oleh titik G, maka reservoir tersebut akan menghasilkan fasa cair dan gas, atau sering disebut sebagai *reservoir Kondensat*. Bila reservoir oleh titik H sedangkan permukaan bumi digambarkan oleh titik F, maka reservoir tersebut dikenal sebagai *reservoir kondensat retrograde,* karena dalam perjalanan kepermukaan bumi fluida akan mengalami perubahan tekanan dan temperature lewat proses retrograde.

Gbr. 13 : Diagram P-T sistim Komponen Ganda

Gbr. 14.: Diagram P-T komponen ganda untuk menggambarkan sifat fasa reservoir minyak bumi

H. Aliran Fluida dalam Reservoir

Dalam reservoir hidrokarbon, fluida yang terperangkap dalam batuan induk akan mengalami pergerakan apabila reservoir tersebut mulai diproduksikan, karena akibat terjadinya perbedaan tekanan reservoir dengan tekanan didalam sumur. Fluida hidrokarbon yang tersimpan didalam pori-pori batuan akan bergerak dan mengalir menuju dasar sumur hingga kepermukaan melalui media batuan yangdapat melewatkan cairan atau bersifat permeable.

Pada Bab ini akan dijelaskan tentang konsep aliran fluida didalam reservoir maupun aliran fluida didalam pipa.

a. Konsep Aliran Fluida didalam Reservoir.

Seperti telah dijelaskan diatas bahwa fluida hidrokarbon yang ada didalam reservoir bisa mengalir karena adanya media batuan berpori yang berisifat permeable.Kemampuan batuan berpori untuk melewatkan fluida melalui pori-pori yang berhubungan sering disebut sebagai *Permeabilitas.*Penelitian Permeabilitas ini dilakukan pertama kali oleh Darcy, seorang ilmuwan Perancis abad sembilan belas (Tahun 1856). Menurut Darcy bahwa "Aliran cairan melalui media berpori berbanding langsung dengan luas penampang serta gradient tekanan dan berbanding terbalik dengan viskosita (kekentalan) cairan". Pernyataan ini dituangkan kedalam suatu rumus yang dikenal dengan Hukum Darcy yaitu :

$$q = - \frac{k\,A\,dp}{\mu\;dl}$$

Dimana :

K : Permeabilitas batuan, Darcy

q : volume aliran, cm^3/detik

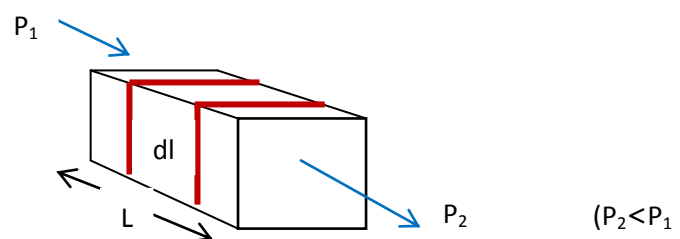
μ : viskosita cairan , centi poise (cp)

dp/dl : gradient tekanan, atm

A : luas penampang media aliran, cm^2

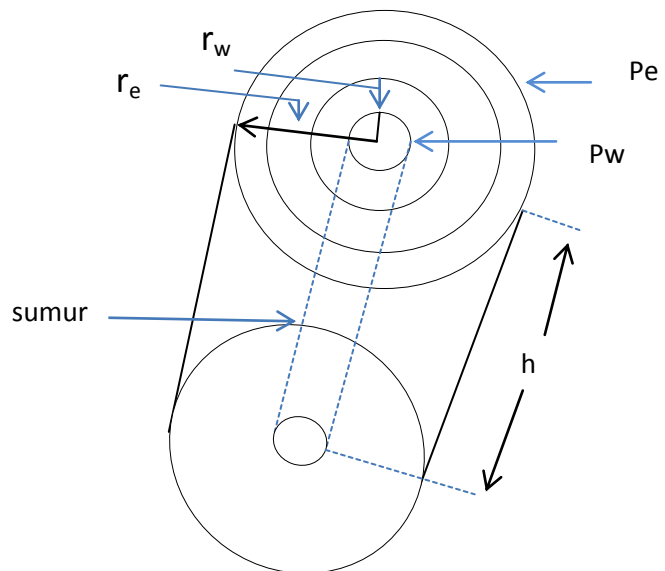
ΔP: Perbedaan tekanan antara pangkal dan ujung media, atm.

Tanda negatip (-) dalam persamaan diatas menunjukkan bahwa panjang L diukur dari turunnya tekanan.

Aliran Linier

Gbr. 15 : Konsep Aliran Fluida Sistim Linier

Dalam sistim aliran linier, dianggap bahwa penampang adalah tetap.Untuk zat cair yang mengalir melalui sistim linier, q bukanlah fungsi dari tekanan, sehingga.

$$q = \frac{k\ A\ (P1-P2)}{\mu\ L}$$

Aliran Radial

Gbr. 16 : Sistim Aliran Radial

Konsep aliran fluida didalam reservoir dengan sistim aliran radial akan lebih mirip dengan kondisi nyata di alam. Aliran fluida dalam reservoir menuju ke dasar sumur lebih mudah dipahami dengan menggunakan konsep ini. Dalam Gbr. 16 merupakan contoh konsep aliran fluida sistim radial yang akan diterangkan lebih lanjut. Apabila r_e dan r_w masing-masing adalah jari-jari batas luar dan jari-jari sumur; p_e dan p_w masing-masing adalah tekanan pada batas luar pengurasan dan tekanan pada sumur; h adalah tinggi sistim (tebal lapisan produksi), maka dengan

mendasarkan suatu rumus silinder dengan jari-jari “x” dan tebal dx, maka :

$$q = \frac{2\pi x\ h\ kdp}{\mu \quad dx}$$

selanjutnya penyederhanaan dari persamaan diatas untuk suatu aliran fluida hidrokarbon adalah :

$$q_m = 2\pi\ k\ \frac{h\ (p_e - p_w)\quad bpd}{\mu\ \ln r_e / r_w}$$

dimana, q_m adalah volume cairan yang mengalir tiap detik yang diukur pada tekanan rata-rata $(p_e + p_w)/2$. Atau,

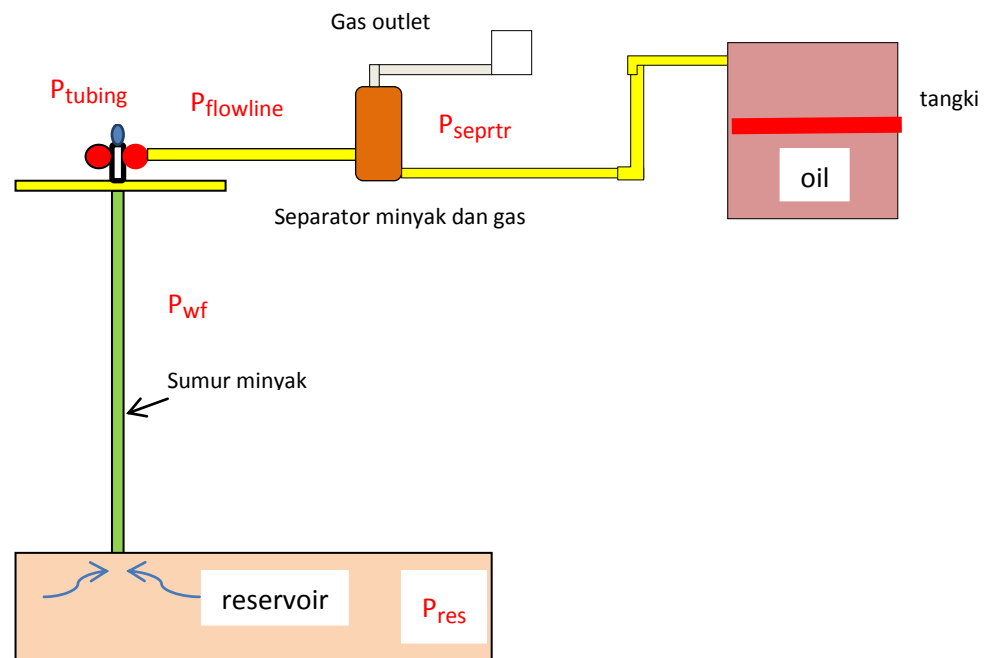
$$q = 7{,}07\ k\ \frac{h\ (p_e - p_w)}{\mu\ \ln r_e / r_w}$$

dimana :

- q : volume aliran fluida , barrel/day
- h : ketebalan lapisan , feet
- r_e : jari-jari pengurasan , feet
- r_w : jari-jari sumur, feet
- p_e : tekanan batas pengurasan, psi
- p_w : tekanan sumur, psi
- k : permeabilita , darcy
- μ : viskosita , centipoise(cp)

b. Konsep Aliran Fluida dalam Pipa

Suatu reservoir dapat mengalirkan fluida hidrokarbon ke permukaan dengan tenaga sendiri (Natural Flowing) apabila tekanannya lebih besar dari tekanan didalam sumur dan dipermukaan. Jadi sumur dikatakan flowing apabila :

1. Tenaga dorong dari reservoir relatip besar
2. Mampu mendorong fluida reservoir hingga ke tempat pemisahan dan penampungan. (Preservoir > Pwell flow > Ptubing > Pflowline > Pseparator)
3. Dijumpai pada sumur yang berproduksi awal.

Gbr. 17: Aliran Fluida dari Reservoir-Tangki Pengumpul

Kelakuan aliran fluida dalam reservoir dipengaruhi oleh :

-. Sifat Fisik fluida formasi

-. Sifat Fisik batuan reservoir

-. Geometri dari sumur dan daerah pengurusan

-. Jenis tenaga dorong (drive mechanism)

Besar kecilnya aliran fluida formasi menuju lubang sumur dipengaruhi oleh Productivity Index (PI).Definisi Productivity Index (PI) adalah Kemampuan sumur untuk berproduksi (Q) per hari pada perbedaan antara harga Tekanan Alir Dasar Sumur (Pwf) dengan tekanan Reservoir (Pres).

$$PI = \frac{Q}{Pr - Pwf} \text{ BPD/psi}$$

Dimana :

PI = Productivity Index, bpd/psi

Q = Kapasitas Produksi, bpd

Pr = Tekanan reservoir, psi

Pwf = Tekanan Aliran dasar sumur, psi

BAB II
PENGHITUNGAN CADANGAN MIGAS

I. Pendahuluan

Cadangan adalah kuantitas (jumlah volume) minyak dan gas yang dapat diperoleh atau diproduksikan secara komersial. Cadangan dapat ditindak lanjuti untuk dihitung apabila telah memenuhi beberapa kriteria, antara lain adalah :

1. Telah diketemukan (discovered)
2. Dapat diambil (recoverable)
3. Memenuhi syarat komersialitas (commercial)
4. Adanya sejumlah volume yang tersisa (remaining).

Apabila telah terjadi produksi, maka cadangan terbukti sering disebut "*estimed remaining reserves*" atau cadangan terbukti yang tertinggal. Jumlah produksi dan cadangan terbukti yang tertinggal disebut " *estimated ultimate recovery* "

atau cadangan ultimate, sedangkan jumlah total minyak didalam reservoir disebut sebagai *"Initial Oil In Place"* (IOIP), hanya sebagian IOIP yang bisa diproduksikan sehingga menjadi cadangan terbukti.

$$EUR = CUM + ERR$$

dimana :

EUR : Estimed Ultimate Recovery atau cadangan ultimate

CUM : Cummulatif Production

ERR : Estimated Remaining Reserves atau cadangan terbukti tertinggal

IOIP = N : Initial Oil In Place atau Jumlah minyak didalam reservoir dan bukan jumlah yang dapat diproduksikan

RF : Recovery Factor adalah presentase dari IOIP yang dapat diproduksikan (RF = Cadangan Terbukti/IOIP)

II. Metode Perhitungan

Ada beberapa metode dalam perhitungan cadangan migas , yaitu :

1. Metode Analogi
2. Materialbalans (Materialbalance metode)
3. Volumetris (Volumetric Metode)
4. Decline Curve
5. Simulasi

1. Metode Analogi

Perhitungan cadangan dengan metode ini dilakukan apabila data yang tersedia sangat minim, (data yang diperoleh sebelum eksplorasi). Persamaan untuk menentukan cadangan metode ini adalah dengan menggunakan “Barrels per Accre foot” :

$$BAF = \frac{7758\ Ø\ (1 - Swi)\ RF}{Boi}$$

Dimana :

N = BAF (Barrels per Acrre foot) = Jumlah volume minyak dalam reservoir.

Ø = porositas batuan

Swi = Saturasi air awal

RF = Recovery Factor

Boi = Faktor volume formasi minyak awal

2. Metode Materialbalans (Materialbalance Metode)

Materialbalans dari reservoir didasarkan pada prinsip kekekalan masa yang menyatakan bahwa " jumlah masa suatu system tetap selama berlangsung perubahan-perubahan yang bersifat kimia atau fisika " lebih jauh bisa dijelaskan " Volume yang diproduksi = Volume awal ditempat - Volume yang tertinggal

a. Persamaan Materialbalans untuk reservoir yang mempunyai volume tetap dan tanpa tudung gas awal (initial gas cap).

gas dlm lrtn gas dlm lrtn + Np btp oil)

Volume reservoir awal NBoi bbl Volume minyak = (N-Np) Bo bbl

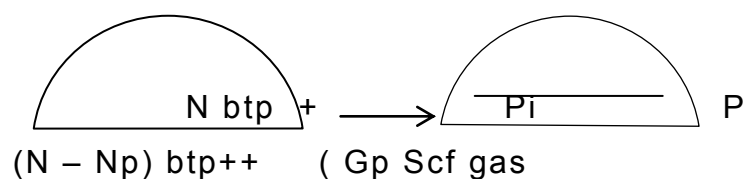
Volume gas = [(NBoi – (N-Np)Bo bbl

Gbr 1. : Hubungan volume untuk selang produksi

dimana :

N : banyak barrel minyak tangki pengumpul mula-mula dalam reservoir

Np: banyak barrel minyak tangki pengumpul yang terproduksi (kumulatip)

Gp: standart cubic feet gas yang terproduksi (kumulatip)

Rp = Gp/Np : perbandingan gas-minyak (kumulatip)

Rs : kelarutan gas

Bo : Faktor Volume Formasi Minyak

Bg : factor Volume Formasi Gas

Indeks " i " (initial) menyatakan mula-mula.

Suatu materialbalans pada gas setelah selang produksi tertentu (production interval) bisa ditulis sebagai :

Scf gas mula yang ada dlm lrtn	=	Scf gas bebas yg Terbentuk stlh interval produksi	+	Scf gas yg msh tertinggal dlm larutan	+	Scf gas yang terproduksi

Kalau kita nyatakan besaran-besaran diatas dalam istilah sifat-sifat reservoir, maka secara umum dapat dituliskan sebagai berikut :

Scf gas mula-mula yang ada dalam larutan = N Rsi

Scf gas bebas yang terbentuk setelah interval produksi =N Boi – (N-Np)Bo

Bg

Scf gas yang masih tinggal dalam larutan = (N – Np) Rs

Scf gas yang terproduksi = Gp = Np Rp

Maka persamaan diatas dapat dituliskan.

$$N\,Rsi = \frac{N\,Boi - (N - Np)\,Bo}{Bg} + (N - Np)\,Rs + Np\,Rp$$

atau

$$N\,[\,Bo + (Rsi - Rs)Bg - Boi\,] = Np\,(Bo - RsBg + RpBg)$$

atau

$$N\,[(Bo + (Rsi - Rs)Bg - Boi)] = Np[(Bo + (Rsi-Rs)Bg + (Rp - Rsi)Bg]$$

Apabila Faktor Volume Formasi Dwifasa atau Bt = Bo + (Rsi – Rs)Bg , maka, persamaan tersebut dapat disederhanakan menjadi :

$$\mathbf{N\,(Bt - Boi) = Np\,[Bt + (Rp - Rsi)\,Bg}$$

Persamaan diatas dikenal sebagai persamaan materialbalans untuk reservoir tidak jenuh dan tanpa tudung gas awal dengan volume tetap.

b. Persamaan Materialbalans untuk reservoir dengan tudung gas awal dan adanya rembesan air (water encroachment)

Reservoir dengan kondisi volume tetap jarang terjadi karena biasanya volume reservoir berkurang dengan berlangsungnya produksi, sebab air formasi merembes kedalam ruangan reservoir yang ditinggalkan oleh minyak. Selain volume tidak tetap, tekanan sering berada dibawah tekanan gelembung (Pb), sehingga tudung gas awal telah terbentuk. Jadi dalam persamaan materialbalans ini perlu dimasukkan besaran-besaran yang berhubungan dengan tudung gas awal dan pengaruh rembesan air.

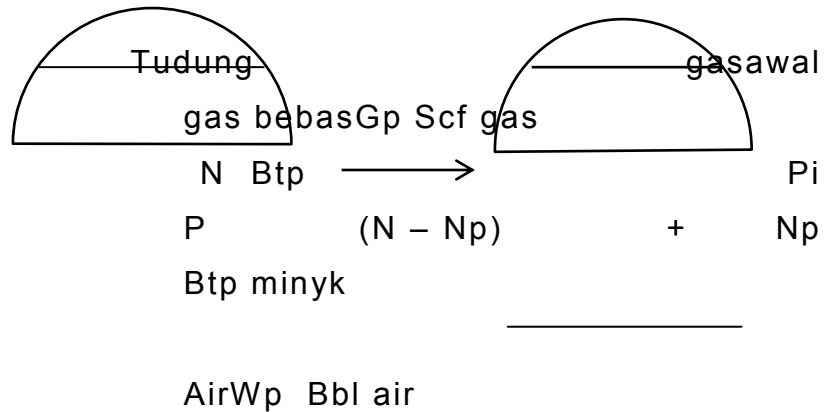
Sebagai tambahan, perlu didefinisikan istilah dibawah ini :

m = perbandingan antara volume tudung gas reservoir awal dengan volume minyak reservoir awal.

We = air masuk (water influx) kumulatip kedalam reservoir (barrel)

Wp = Produksi air kumulatip (barrel)

We – Wp = rembesan air (water encroachment) kumulatip, keadaan ini menunjukkan berkurangnya volume reservoir.

AirWp Bbl air

Gbr. 2 :Hubungan volume untuk selang produksi dari reservoir dengan tudung gas awal dan rembesan air.

Materialbalans pada gas menghasilkan :

Scf gas bbs dlm tudung gas awal	+	Scf gas dlm larutan awal	=	Scf gas bbs dalam reservoir	+	Scf gas yg tinggal dlm lrtn	+	Scf gas yg diproduksikan

Dalam besaran-besaran karakteristik cairan reservoir, maka persamaan diatas menjadi :

Scf gas dalam tudung gas awal = m N Boi

Bgi

Scf gas mula-mula dalam larutan =N Rsi

Scf tudung gas setelah selang produksi = mNBoi + (N Boi–(N-Np)Bo–(We–Wp)

Bg

Scf gas yang masih tinggal dalam larutan = (N-Np)Rs

Scf gas gas yang diproduksikan = Gp = Rp Np

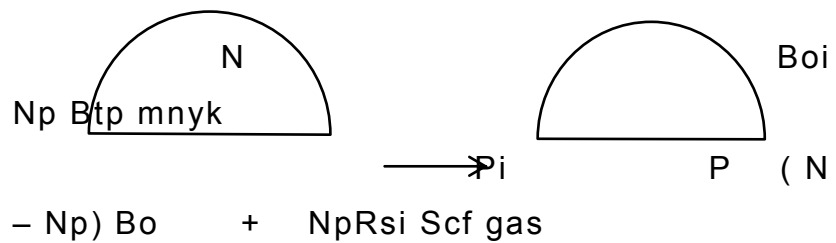
Penyusunan dan penyederhanaan persamaan diatas dengan memasukkan Faktor Volume Formasi Dwifasa (Bt) memberikan :

N[(Bt-Bti)+mBti (Bg-Bgi)] = Np[Bt+(Rp-Rsi)Bg] – (We-Wp)

Bgi

Persamaan diatas dikenal sebagai persamaan "Materialbalans umum". Harga-harga Bti ; Bt ; Rsi ; Bgi dan Bg diperoleh diperoleh dari penaksiran karakteristik cairan reservoir. Harga m ; N sering tersedia dari Logging listrik dan analisa teras (coring) sedangkan We dicari bila data logging listrik dan analisa teras telah tersedia.

c. Persamaan Materialbalans untuk reservoir yang berproduksi diatas tekanan kejenuhan

Bila reservoir berada pada tekanan diatas tekanan gelembung (Pb), minyak dapat diproduksikan dengan pengembangan (ekspansi) cairan reservoir ketika tekanannya berkurang sampai tekanan gelembung (tekanan kejenuhan).

Gbr. 3 : Hubungan Volume untuk reservoir yang berproduksi diatas tekanan kejenuhan

Karena volume reservoir dianggap tetap, maka :

$$N\,Boi = (N - Np)\,Bo \quad \text{atau} \quad \frac{Np}{N} = \frac{Bo - Boi}{Bo}$$

Persamaan ini menyatakan hubungan antara produksi minyak kumulatip dengan banyaknya minyak mula-mula dalam reservoir dan memungkinkan menghitung fraksi minyak terproduksi dengan ekspansi aliran reservoir diatas tekanan gelembungnya.

Apabila reservoir berada pada kondisi diatas tekanan gelembung dengan menganggap bahwa volume dengan keadaan tetap,maka dianggap bahwa :

Bt = Bo   Bti = Boi   dan   m = 0

Rp = Rsi   We = 0   dan   Wp = 0

Apabila air tidak terproduksi maka persamaan diatas dapat ditulis :

$$\frac{Np}{N} = \frac{Bo - Boi}{Bo} + \frac{We}{NBo}$$

3. Metode Volumetris

Metode volumetris digunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan reservoir pada suatu lapangan minyak atau gas yang baru, dimana data-data yang tersedia belum lengkap. Data-data yang diperlukan untuk perhitungan perkiraan cadangan secara volumetris, yaitu bulk volumereservoir (V_b), porositas batuan (f), saturasi fluida (S_f), dan faktor volume formasi fluida. Perhitungan perkiraan cadangan secara volumetris dapat digunakan untuk mengetahui besarnya *initial hidrocarbon in place*, *ultimate recovery*, dan *recovery factor*.

a. Penentuan Initial Oil In Place (IOIP)

Pada batuan reservoir yang mengandung satu acre-feet pada kondisi awal, maka volume minyak dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$Ni = 7758 \times Vb \times \phi \frac{(1 - Swi)}{\beta oi} \quad (4\text{-}1)$$

Keterangan :

N_i : *initial oil in place*, STB

V_b : bulk volume batuan reservoir, acre-feet

ϕ : porositas batuan, fraksi

S_{wi} : saturasi air formasi mula-mula, fraksi

B_{oi} : faktor volume formasi minyak mula-mula, bbl/STB

7758 : faktor konversi, bbl/acre-feet

Sedangkan untuk sejumlah gas mula-mula (initial gas in place) dapat ditentukan dengan persamaan:

$$Gi = 43560 \times Vb \times \phi \frac{(1 - Swi)}{\beta gi} \quad (4\text{-}2)$$

Keterangan :

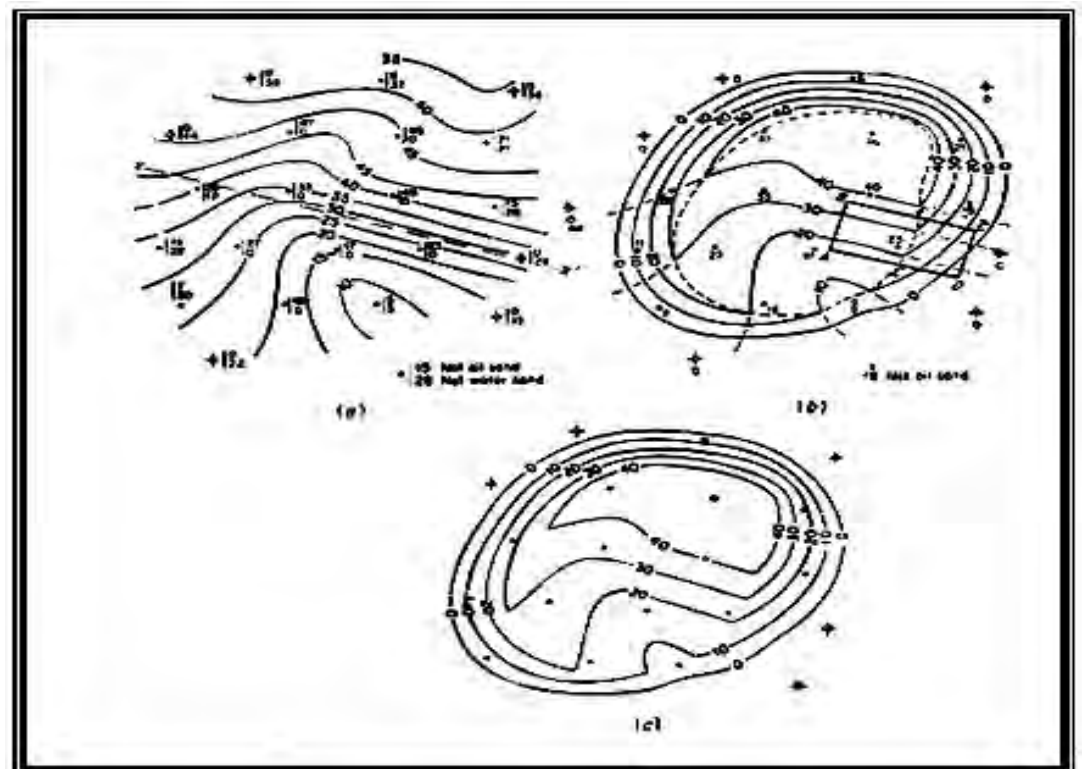
G_i : *initial gas in place*, SCF

B_{gi} : faktor volume formasi gas mula-mula, bbl/SCF

43560 : faktor konversi, cuft/acre-feet

Pada persamaan diatas, besaran yang perlu ditentukan terlebih dahulu adalah volume bulkbatuan (V_b). Penentuan volume bulkbatuan (V_b) ini dapat dilakukan secara analitis dan grafis.

a.1. Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Analitis

Langkah pertama yang dilakukan dalam menentukan volume bulkbatuan adalah membuat peta kontur bawah permukaan dan peta isopach. Peta kontur bawah permukaan merupakan peta yang menggambarkan garis-garis yang menghubungkan titik-titik dengan kedalaman yang sama pada setiap puncak formasi. Sedangkan peta isopach merupakan peta yang menggambarkan garis- garis yang menghubungkan titik-titik dengan ketebalan yang sama dari formasi produktif.

Gbr 4. : Peta Isopach

(a). Total Net Sand, (b). Net Oil Sand(c). Completed Isopach Map

Setelah peta isopach dibuat, maka luas daerah setiap garis isopach dapat dihitung dengan menggunakan planimeter dan diplot pada kertas, yaitu luas lapisan produktif versus kedalaman.

Jika peta isopach telah dibuat, maka perhitungan volume bulk batuan dapat dilakukan dengan menggunakan metode:

- **Metode Pyramidal**

Metode ini digunakan apabila perbandingan antara luas garis isopach yang berurutan £ 0,5 yang secara matematis dituliskan:

$$\frac{A_{i+1}}{A_i} \leq 0,5$$

$$V_{bi} = \frac{h}{3}\left[A_i + A_{i+1} + \sqrt{A_i A_{i+1}}\right] \quad (4\text{-}3)$$

$$V_b = \sum_{i=1}^{n}(V_{bi}) \quad (4\text{-}4)$$

Keterangan :

V_{bi} : volume antara dua garis isopach saling berurutan, ac-ft

V_b : volume bulk batuan, ac-ft

h : interval peta isopach, ft

A_i : luas yang dibatasi garis isopach i, acre

A_{i+1} : luas yang dibatasi garis isopach i + 1, acre

- **Metode Trapezoidal**

Metode ini digunakan apabila perbandingan antara luas garis isopach yang berurutan > 0,5 yang secara matematis dituliskan:

$$\frac{A_{i+1}}{A_i} > 0,5$$

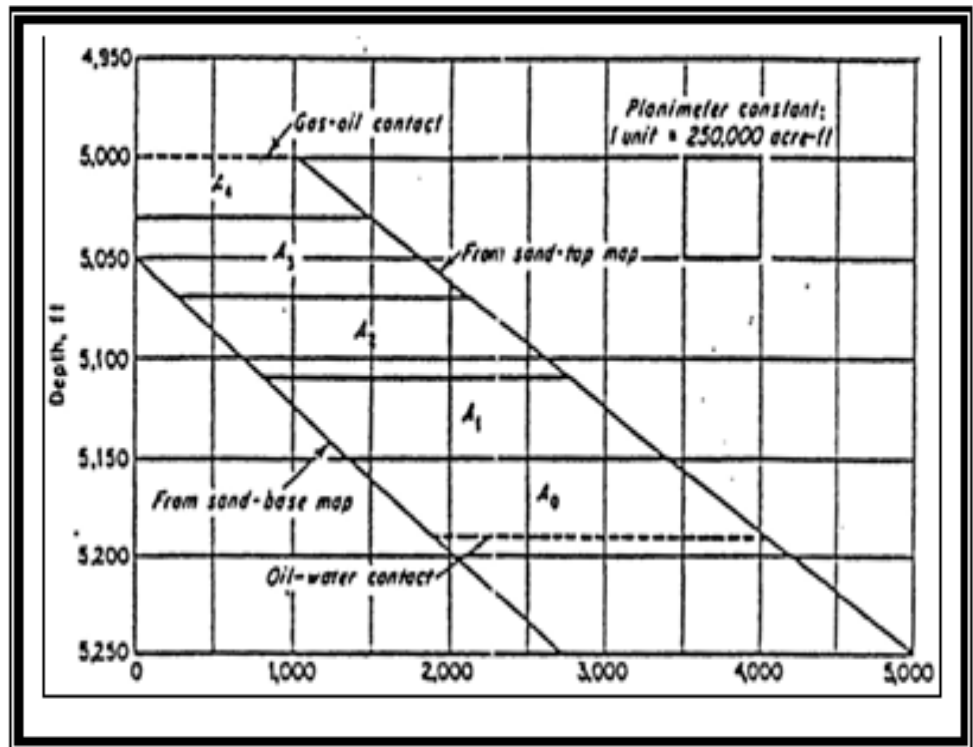
$$V_{bi} = \sum \left\{ \frac{h}{2} \left(A_i + A_{i+1} \right) \right\} \quad \text{...(4-5)}$$

- **Metode Simpson**

Metode ini digunakan jika interval kontur dan isopach tidak sama (tidak teratur) dan hasilnya akan lebih teliti jika dibandingkan dengan metode trapezoidal yang secara matematis dituliskan:

$$V_b = \frac{h}{3}\left[A_0 + 4A_1 + 2A_2 + 4A_3 + \ldots + 2A_{i-2} + 4A_{i-1} + A_i \right] \quad \text{..................(4-6)}$$

a.2. Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Grafis

Penentuan volume bulk batuan secara grafis dilakukan dengan cara membuat plot antara ketebalan yang ditunjukkan oleh tiap-tiap garis kontur terhadap luas daerah masing-masing, seperti terlihat pada **Gambar 3.2**. Dari gambar tersebut terlihat bahwa volume bulk batuan merupakan luas daerah yang ditunjukkan dibawah kurva.

Gambar 4.2.

Contoh Grafik Penentuan Volume Bulk Batuan

Ultimate Recovery (UR)

Ultimate recovery merupakan jumlah maksimum hidrokarbon yang diperoleh dari reservoir dengan mekanisme pendorong alamiahnya. *Ultimate recovery* ini biasanya dinyatakan dengan parameter *unit recovery* (UR), yang merupakan hasil bagi antara *ultimate recovery* terhadap volume bulk batuan yang dapat diproduksikan oleh beberapa pengaruh mekanisme pendorong sampai saat abandonment. Untuk mengetahui besarnya *ultimate recovery* harus diketahui data- data seperti mekanisme pendorong yang dominan, saturasi fluida mula-mula, dan akhir

dari masa produksi (tekanan abandonment), serta faktor volume formasi minyak dan gas sebagai fungsi tekanan. *Ultimate recovery* ini dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

UR = *N* x *RF*..(4-7)

dimana :

N : *initial oil or gas in place*, satuan volume

RF : *recovery factor*, fraksi

Secara volumetris, *ultimate recovery* ini ditentukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$UR = 7758 \times Vb \times \phi \left(\frac{1 - Swi}{\beta oi} - \frac{Sor}{Boa} \right) \text{.....................................(4-8)}$$

Unit recovery untuk depletion drive reservoir yaitu:

$$UR = 7758\phi \left[\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{1 - S_w - S_{gr}}{B_{oi}} \right], \text{ STB/ac-ft ....(4-9)}$$

Unit recovery untuk water drive reservoir yaitu:

$$UR = 7758\phi \left[\frac{(1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \right], \text{ STB/ac-ft ....(4-10)}$$

Unit recovery pada reservoir gas dengan mekanisme pendorong water drive yaitu:

$$UR = 43560\,\phi \left[\frac{(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right], \text{ SCF/ac-ft} \qquad (4\text{-}11)$$

Keterangan :

B_{ga} : faktor volume formasi gas akhir, cuft/SCF

S_{or} : saturasi minyak sisa, fraksi

S_{gr} : saturasi gas sisa, fraksi

Recovery Factor (RF)

Untuk jumlah cadangan yang dapat diperoleh dipermukaan, maka terlebih dahuluperlu diketahui harga *recovery factor* (RF) yaitu perbandingan antara *recoverable reserve* dengan *initial oil in place* fraksi), atau dapat ditulis dengan persamaan sebagai berikut:

$$RF = \frac{\text{recoverable reserve}}{\text{initial oil in place}} = \frac{\text{volume minyak awal} - \text{volume minyak sisa}}{\text{volume minyak awal}} \qquad (4\text{-}12)$$

dan dapat juga dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$RF = \frac{\left(Vb \times \phi \times Soi/\beta oi\right) - \left(Vb \times \phi \times Soa/\beta oa\right)}{Vb \times \phi \times Soi/\beta oi} = \frac{\left(Soi/\beta oi\right) - \left(Soa/\beta oa\right)}{Soi/\beta oi} = 1 - \frac{Soa}{\beta oa} \times \frac{\beta oi}{Soi} \qquad (4\text{-}13)$$